

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа новых производственных технологий
Научно-образовательный центр Н.М.Кижнера
Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
Профиль Машины и аппараты химических и нефтехимических производств

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка оборудования подготовки нефти Лугинецкого месторождения с увеличением производительности

УДК622.276.8.002.5(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Быков Артем Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В.М.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент Отделения социально-гуманитарных наук	Криницына З.В.	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор Отделения контроля и диагностики	Ахмеджанов Р. Р.	д.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель НОЦ Н.М. Кижнера	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Краснокутская Е.А.	д.х.н., профессор		

Томск – 2018 г.

Запланированные результаты обучения по ООП 18.04.02 в 2018 г.

Код результата	Формулировка цели
P1	способность к абстрактному мышлению, анализу, синтезу
P2	готовность действовать в нестандартных ситуациях, нести социальную и этическую ответственность за принятые решения
P3	готовность к саморазвитию, самореализации, использованию творческого потенциала
P4	готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
P5	готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
P6	способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов в соответствии с направлением и профилем подготовки
P7	готовность к использованию методов математического моделирования материалов и технологических процессов, к теоретическому анализу и экспериментальной проверке теоретических гипотез
P8	готовность к защите объектов интеллектуальной собственности и коммерциализации прав на объекты интеллектуальной собственности
P9	способность формулировать научно-исследовательские задачи в области реализации энерго- и ресурсосбережения и решать их
P10	способность организовать самостоятельную и коллективную научно-исследовательскую работу
P11	готовность к поиску, обработке, анализу и систематизации научно-технической информации по теме исследования, выбору методик и средств решения задачи
P12	способность использовать современные методики и методы, в проведении экспериментов и испытаний, анализировать их результаты и осуществлять их корректную интерпретацию;
P13	способность составлять научно-технические отчеты и готовить публикации по результатам выполненных исследований
P14	готовность разрабатывать математические модели и осуществлять их экспериментальную проверку
P15	готовность к разработке мероприятий по энерго- и ресурсосбережению, выбору оборудования и технологической оснастки
P16	готовность к разработке технических заданий на проектирование и изготовление нестандартного оборудования
P17	способность к анализу технологических процессов с целью повышения показателей энерго-и ресурсосбережения, к оценке экономической эффективности технологических процессов, их экологической безопасности
P18	способность оценивать инновационный и технологический риски при внедрении новых технологий

Код результата	Формулировка цели
P19	способность разрабатывать мероприятия по комплексному использованию сырья, по замене дефицитных материалов
P20	способность создавать технологии утилизации отходов и системы обеспечения экологической безопасности производства
P21	способность оценивать экономические и экологические последствия принимаемых организационно-управленческих решений
P22	готовность к организации работы коллектива исполнителей, принятию решений и определению приоритетности выполняемых работ
P23	способность находить оптимальные решения при создании продукции с учетом требований качества, надежности, стоимости и экологической безопасности производств
P24	способность использовать современные системы управления качеством в конкретных условиях производства на основе международных стандартов
P25	готовность разрабатывать информационные системы планирования и управления предприятием
P26	способность к проектной деятельности в профессиональной сфере на основе системного подхода и использования моделей для описания и прогнозирования ситуаций, осуществления качественного и количественного анализа процессов в целом и отдельных технологических стадий
P27	способность формулировать задания на разработку проектных решений
P28	готовность к проведению патентных исследований с целью обеспечения патентной чистоты новых проектных решений и определения показателей технического уровня проекта
P29	способность проводить технические и технологические расчеты по проектам, технико-экономической, функционально-стоимостной и эколого-экономической эффективности проекта
P30	готовность к оценке инновационного потенциала проекта
P31	способность использовать пакеты прикладных программ при выполнении проектных работ
P32	способность разрабатывать методические и нормативные документы, техническую документацию, а также предложения и мероприятия по реализации разработанных проектов и программ
P33	готовность к разработке учебно-методической документации для обеспечения учебного процесса
P34	готовность к постановке новых лабораторных работ и проведению практических занятий

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа новых производственных технологий

Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Научно-образовательный центр Н.М.Кижнера

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель НОЦ Н.М. Кижнера

_____ Е.А.

Краснокутская

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ61	Быков Артем Юрьевич

Тема работы:

Разработка оборудования подготовки нефти Лугинецкого месторождения с увеличением производительности.

Утверждена приказом директора (дата, номер)

23.03.2018г. №2085/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

5.06.2018г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Разработка оборудования подготовки нефти Лугинецкого месторождения - производительность установки по сырой нефти 6300 м³ в сутки;
- производительность по газу 350тыс м³/сут;
- рабочее давление 1.6 МПа;
- газовый фактор 120 м³/т;
- температура сырья не более 50°С;
- рабочая среда - сырая нефть с содержанием сероводорода не более 0.2 %.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор литературы 2. Технологическая схема установки 3. Расчет НГС 4. Расчет УБС 5. Расчет отстойника 6. Автоматизация 7. Монтаж оборудования 8. Экономика 9. Социальная ответственность <p>Выводы</p> <p>Список использованных источников</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологическая схема УППН 1 лист</p> <p>Нефтегазосепаратор. Чертеж общего вида 1 лист</p> <p>Нефтегазосепаратор. Сборочные единицы 1 лист</p> <p>Отстойник горизонтальный ОГ-2. Чертеж общего вида. 1 лист.</p> <p>Отстойник горизонтальный ОГ-2. Сборочные единицы 1 лист</p> <p>Установка блочная сепарационная. Чертеж общего вида. 1 лист.</p> <p>Установка блочная сепарационная. Сборочные единицы 1 лист</p> <p>Схема монтажа УБС</p> <p>Схема автоматизации проектируемого оборудования</p> <p>График безубыточности производства 1 лист</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1 Обзор литературы	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.03.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев В. М.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Быков Артем Юрьевич		

Реферат

В проекте подобрано основное оборудование, произведён «Технологический расчет» расчет количества газа, выделяющегося из нефти и подобрано оборудование на заданную производительность.

В разделе «Расчет УБС» произведен конструктивный и механический расчет УБС.

В разделе «Расчет НГС» произведен механический расчет НГС.

В разделе «Расчет отстойника» произведен механический расчет отстойника.

В разделе «Монтаж оборудования» рассмотрены вопросы монтажа оборудования.

В разделе «Автоматизация» рассмотрены вопросы автоматизации.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены вопросы безопасной работы, производственной санитарии и охраны окружающей среды.

Так же просчитана экономическая часть.

Пояснительная записка содержит 195 ст., 23 рис., 21 таб., 4 приложения, графическая часть 10 листов А1, список литературы содержит 29 источников.

Оглавление

<u>1. Обзор литературы</u>	13
<u>1.1. Актуальность</u>	13
<u>1.2. Состав нефти</u>	14
<u>1.2.1 Углеводородные соединения</u>	14
<u>1.2.2 Гетеросоединения</u>	16
<u>1.3 Физические свойства нефти</u>	17
<u>1.4. Способы переработки нефти</u>	18
<u>2. Технологическая схема</u>	20
<u>2.1. Технологическая схема блочной сепарационной установки</u>	20
<u>2.2. Технологический расчет и подбор НГС и УБС</u>	28
<u>2.3. Технологический расчет и подбор отстойника</u>	31
<u>3. Расчет НГС</u>	33
<u>3.1. Расчет толщины цилиндрической обечайки</u>	34
<u>3.2. Расчет стандартных эллиптических крышек</u>	37
<u>3.3. Расчет укрепления отверстий в оболочках</u>	39
<u>3.5. Проверка прочности и герметичности соединения:</u>	48
<u>3.6. Расчёт седловой опоры.</u>	51
<u>4. Расчет УБС</u>	54
<u>4.1. Расчет толщины цилиндрической обечайки</u>	55
<u>4.2. Расчет толщины цилиндрической обечайки каплеотбойника</u>	57
<u>4.3. Расчет стандартных эллиптических крышек</u>	59
<u>4.4. Расчет укрепления отверстий в оболочках</u>	61
<u>4.5. Расчёт фланцевых соединений</u>	67
<u>4.6. Проверка прочности и герметичности соединения</u>	71

4.7. <u>Расчёт седловой опоры</u>	74
5 <u>Расчет отстойника</u>	78
5.1. <u>Расчет толщины цилиндрической обечайки</u>	79
5.2. <u>Расчет стандартных эллиптических крышек</u>	81
5.3. <u>Расчет укрепления отверстий в оболочках</u>	83
5.4. <u>Расчёт фланцевых соединений</u>	89
5.5 <u>Проверка прочности и герметичности соединения:</u>	93
5.6. <u>Расчёт седловой опоры.</u>	97
6. <u>Автоматизация</u>	100
6.1. <u>Средства контроля</u>	101
6.1.1 <u>Расходомеры переменного перепада давления</u>	101
6.1.2 <u>Радарные уровнемеры</u>	102
6.1.3 <u>Термометр сопротивления</u>	104
6.1.4 <u>Интеллектуальные датчики давления</u>	105
6.1.5 <u>Расходомеры</u>	108
7. <u>Монтаж оборудования</u>	112
7.1. <u>Классификация оборудования по монтажным признакам</u>	112
7.2. <u>Пространственное положение оборудования</u>	113
7.3. <u>Массовые характеристики оборудования</u>	114
7.4. <u>Габаритные характеристики оборудования</u>	116
7.5. <u>Описание способа монтажа и расчет монтажного оборудования</u>	117
7.5.1. <u>Расчет траверсы</u>	118
7.5.2. <u>Расчёт и подбор полиспастов для монтажа отстойника</u>	118

7.5.3. Расчет канатных стропов	121
8 Экономика.....	124
8.1. Расчет производственной мощности	124
8.2. Режим работы персонала.....	125
8.3. Организация оплаты труда.....	128
8.4. Расчет амортизационных отчислений	131
8.5. Расчет себестоимости.....	131
8.6. Расчет технико-экономических показателей	134
8.7. Расчет точки безубыточности.....	135
8.8. Оценка инвестиционных проектов	138
9. Социальная ответственность	160
9.1. Производственная безопасность	162
9.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при исследовании и эксплуатации оборудования.....	162
9.1.1 Средства защиты работающих	163
9.2. Анализ опасных и вредных факторов.....	166
9.2.1. Освещение	166
9.2.2. Шумы и вибрации	167
9.2.3. Электробезопасность.....	169
9.2.4. Расчет защитного заземления	172
9.2.5. Молниезащита.....	173
9.2.6. Система азотного пожаротушения.....	173
9.3. Охрана окружающей среды	174
9.3.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений	175

9.3.2. Способ утилизации легких горючих.....	176
9.3.3. Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов.....	177
9.3.4. Охрана почв.....	178
9.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	183
9.4.1. Производственные аварии.....	183
9.4.2. Стихийные бедствия.....	184
9.4.3. Военно-социальные конфликты.....	184
Заключение.....	186
Список использованных источников.....	187
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	

Введение

Роль нефти и природного газа в мировой экономике исключительно велика. Нефть, газ и продукты их переработки используются почти во всех отраслях народного хозяйства: на транспорте и в медицине, в судостроении и сельском хозяйстве, текстильной промышленности и энергетике. Нефть и газ служат в основном дешевыми источниками энергии, но с развитием химической промышленности они все более широко используются в качестве химического сырья. Сейчас из нефти и газа получают самые разнообразные продукты: синтетические волокна, пластмассы, органические кислоты, бензины, спирты, синтетические растворители и многое другое.

Нефть - это природная смесь углеводородов с примесью сернистых, азотных и кислородных соединений. Она является природным горючим ископаемым, но отличается от остальных большим содержанием водорода и количеством теплоты, выделяющейся при горении.

В настоящее время определились три основных направления использования нефти: получение энергетического сырья, получение материалов с заданными свойствами и получение химических и фармацевтических продуктов. Нефть создала не только новый уровень производительных сил общества, но и создала новую науку нефтехимию, возникшую на стыке органической химии, химии нефти и физической химии.

Как и в любой другой промышленности одним из основных факторов производства является себестоимость конечного продукта. Таким образом, целью дипломного проекта является разработка современного технологического оборудования с высоким качеством разделения, для сепарации нефти от газа при условии увеличения объёма выпуска на 10 %.

1. Обзор литературы

1.1. Актуальность

Нефть и продукты ее преобразования были известны еще в далеком прошлом, их использовали для освещения или в лечебных целях. Потребность в нефти и нефтепродуктах резко возросла в начале XX в. в связи с появлением двигателей внутреннего сгорания и быстрым развитием промышленности.

В настоящее время нефть и газ, а также получаемые из них продукты применяются во всех отраслях мирового хозяйства.

Нефть и газ используются не только в качестве топлива, но и в качестве ценного сырья для химической промышленности. Великий русский ученый Д. И. Менделеев говорил, что сжигать нефть в топках – преступление, так как она является ценным сырьем для получения множества химических продуктов. Из нефти и газа в настоящее время вырабатывается огромное число продуктов, которые используются в промышленности, сельском хозяйстве, в быту (минеральные удобрения, синтетические волокна, пластмассы, каучук и т. д.). В последние годы во многих странах мира ведутся исследования с целью переработки нефти и нефтепродуктов при помощи микроорганизмов в белки, которые могут быть использованы как корм для скота.

Экономика государств зависит от нефти больше, чем от любого другого продукта. Поэтому нефть с начала ее промышленной добычи и до настоящего времени является предметом острой конкурентной борьбы, причиной многих международных конфликтов и войн.

Зависимость государства от нефти как сырья или способа экономического влияния, определяет её уровень развития и положение на мировой арене.

Итак, нефть играет очень значимую роль в современном мире. Это не только одно из важнейших полезных ископаемых, которое является сырьем для получения невероятного множества веществ и мощным энергетическим

ресурсом, но и крупнейший объект международной торговли, и неотъемлемое звено экономических отношений.

Нефть – это природная горючая маслянистая жидкость, относящаяся к группе горных осадочных пород, одно из важнейших полезных ископаемых Земли. Отличается исключительно высокой теплотворностью: при горении выделяет значительно больше тепловой энергии, чем другие горючие смеси.

1.2. Состав нефти

Нефть состоит главным образом из углерода – 80-85% и водорода – 10-15% от массы нефти. Кроме них в нефти присутствуют еще три элемента – сера, кислород и азот. Их общее количество обычно составляет 0,5 – 8 %. В незначительных концентрациях в нефти встречаются ванадий, никель, железо, алюминий, медь, магний, барий, стронций, марганец, хром, кобальт, молибден, бор, мышьяк, калий и др. Их общее содержание не превышает 0,03% от массы нефти. Указанные элементы образуют органические и неорганические соединения, из которых состоит нефть. Кислород и азот находятся в нефти только в связанном состоянии. Сера может встречаться в свободном состоянии или входить в состав сероводорода [30].

1.2.1 Углеводородные соединения

В состав нефти входит около 425 углеводородных соединений. Нефть в природных условиях состоит из смеси метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов. В нефти также содержится некоторое количество твердых и газообразных растворенных углеводородов. Количество природного газа в кубометрах, растворенного в 1 т нефти в пластовых условиях, называется газовым фактором [30].

В нефтяных (попутных) газах кроме метана и его газообразных гомологов содержатся пары пентана, гексана и гептана. Содержание примесей в газах приведены в таблице 1.

Таблица 1- содержание примесей в газах

Класс соединений	Процентное содержание
Парафиновые углеводороды	30-40%
Нафтеновые углеводороды	25-75%
Ароматические углеводороды	15-25%
Олефины	10-20%

Парафины – насыщенные (не имеющие двойных связей между атомами углерода) углеводороды линейного или разветвлённого строения. Подразделяются на следующие основные группы:

Нормальные парафины, имеющие молекулы линейного строения. Обладают низким октановым числом и высокой температурой застывания, поэтому многие вторичные процессы нефтепереработки предусматривают их превращение в углеводороды других групп.

Изопарафины – с молекулами разветвленного строения. Обладают хорошими антидетонационными характеристиками и пониженной, по сравнению с нормальными парафинами, температурой застывания. Нафтены (циклопарафины) – насыщенные углеводородные соединения циклического строения. Доля нафтен в положительном влияет на качество дизельных топлив (наряду с изопарафинами) и смазочных масел. Большое содержание нафтен в тяжёлой бензиновой фракции обуславливает высокий выход и октановое число продукта риформинга.

Ароматические углеводороды – ненасыщенные углеводородные соединения, молекулы которых включают в себя бензольные кольца, состоящие из 6 атомов углерода, каждый из которых связан с атомом водорода или углеводородным радикалом. Оказывают отрицательное влияние на экологические свойства моторных топлив, однако обладают высоким октановым числом.

Олефины – углеводороды нормального, разветвлённого, или циклического строения, в которых связи атомов углерода, молекулы которых

содержат двойные связи между атомами углерода. Во фракциях, получаемых при первичной переработке нефти, практически отсутствуют, в основном содержатся в продуктах каталитического крекинга и коксования. Ввиду повышенной химической активности, оказывают отрицательное влияние на качество моторных топлив [30].

1.2.2 Гетеросоединения

Наряду с углеводородами в нефти присутствуют химические соединения других классов. Обычно все эти классы объединяют в одну группу – гетеросоединений. В нефти также обнаружено более 380 сложных гетеросоединений, в которых к углеводородным ядрам присоединены такие элементы, как сера, азот и кислород. Большинство из указанных соединений относится к классу сернистых соединений – меркаптанов. Это очень слабые кислоты с неприятным запахом. С металлами они образуют солеобразные соединения – меркаптиды. В нефтях меркаптаны представляют собой соединения, в которых к углеводородным радикалам присоединена группа SH. Меркаптаны разъедают трубы и другое металлическое оборудование буровых установок. Главную массу неуглеводородных соединений в нефтях составляют асфальтово-смолистые компоненты. Это темно-окрашенные вещества, содержащие помимо углерода и водорода кислород, азот и серу. Они представлены смолами и асфальтенами. Смолистые вещества заключают около 93% кислорода в нефти. Кислород в нефти встречается в связанном состоянии также в составе нафтенных кислот (около 6%), фенолов (не более 1%), а также жирных кислот и их производных. Содержание азота в нефтях не превышает 1%. Основная его масса содержится в смолах. Содержание смол в нефтях может достигать 60% от массы нефти, асфальтенов – 16%. Асфальтены представляют собой черное твердое вещество. По составу они сходны со смолами, но характеризуются иными соотношениями элементов. Они отличаются большим содержанием железа, ванадия, никеля и др. Если смолы

растворяются в жидких углеводородах всех групп, то асфальтены нерастворимы в метановых углеводородах, частично растворимы в нафтеновых и лучше растворяются в ароматических. В “белой” нефти смолы содержатся в малых количествах, а асфальтены вообще отсутствуют.

1.3 Физические свойства нефти

Важнейшими свойствами нефти являются плотность, содержание серы, фракционный состав, вязкость и содержание воды, хлористых солей и механических примесей.

Плотность нефти, зависит от содержания тяжелых углеводородов, таких как парафины и смолы. По плотности можно ориентировочно судить об углеводородном составе нефти и нефтепродуктов, поскольку ее значение для углеводородов различных групп различно. Более высокая плотность сырой нефти указывает на большее содержание ароматических углеводородов, а более низкая – на большее содержание парафиновых углеводородов. Углеводороды нафтеновой группы занимают промежуточное положение. Таким образом, величина плотности до известной степени будет характеризовать не только химический состав и происхождение продукта, но и его качество. Наиболее качественными и ценными являются легкие сорта сырой нефти. Чем меньше плотность сырой нефти, тем легче процесс ее переработки нефти и выше качество получаемых из нее нефтепродуктов [11].

По содержанию серы сырую нефть в Европе и России подразделяют на малосернистую (до 0,5%), сернистую (0,51-2%) и высокосернистую (более 2%).

Нефть является смесью нескольких тысяч химических соединений, большинство из которых углеводороды; каждое из этих соединений характеризуется собственной температурой кипения, что является важнейшим физическим свойством нефти, широко используемым в нефтеперерабатывающей промышленности [11].

Присутствие механических примесей в составе нефти объясняется условиями ее залегания и способами добычи. Механические примеси состоят из частиц песка, глины и других твердых пород, которые, оседая на поверхности воды, способствуют образованию нефтяной эмульсии. В отстойниках, резервуарах и трубах при подогреве нефти часть механических примесей оседает на дне и стенках, образуя слой грязи и твердого осадка. При этом уменьшается производительность оборудования, а при отложении осадка на стенках труб уменьшается их теплопроводность. Массовая доля механических примесей до 0,005% включительно оценивается как их отсутствие [11].

Вязкость определяется структурой углеводородов, составляющих нефть, т.е. их природой и соотношением, она характеризует свойства распыления и перекачивания нефти и нефтепродуктов: чем ниже вязкость жидкости, тем легче осуществлять ее транспортировку по трубопроводам, производить ее переработку. Особенно важна эта характеристика для определения качества масляных фракций, получаемых при переработке нефти и качества стандартных смазочных масел. Чем больше вязкость нефтяных фракций, тем больше температура их выкипания.

1.4. Способы переработки нефти

Технологические процессы нефтеперерабатывающего завода принято классифицировать на две группы: физические и химические. Физическими (массообменными) процессами достигается разделение нефти на составляющие компоненты (топливные и масляные фракции) без химических превращений и удаление (извлечение) из фракций нефти, нефтяных остатков, масляных фракций, газоконденсата и газов нежелательных компонентов (полициклических аренов, асфальтенов, тугоплавких парафинов), неуглеводных соединений. В химических процессах переработка нефтяного сырья осуществляется путем химических превращений с получением новых продуктов, не содержащихся в исходном

сырье. Химические процессы, применяемые на современных нефтеперерабатывающих заводах, по способу активации химические реакции подразделяют на термические и каталитические.

На данном этапе проводится только первичная переработка нефти. Нефть, извлекаемая из скважин, всегда содержит в себе попутный газ, механические примеси и пластовую воду, в которой растворены различные соли. Очевидно, что такую «грязную» и сырую нефть, содержащую к тому же легколетучие органические и неорганические газовые компоненты, нельзя транспортировать и перерабатывать на нефтеперерабатывающих заводах без тщательной ее промысловой подготовки.

Первичные процессы переработки не предполагают химических изменений нефти и представляют собой её физическое разделение на фракции. Сначала промышленная нефть проходит первичный технологический процесс очистки добытой нефти от нефтяного газа, воды и механических примесей — этот процесс называется первичной сепарацией нефти [13].

Установка блочная сепарационная с предварительным отбором газа УБС-6300/6 выполнена в моноблоке и состоит из устройства предварительного отбора газа, технологической емкости, каплеотбойника, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Устройство предварительного отбора газа расположено на нисходящем участке трубы. Такая компоновка обеспечивает наилучшее качество разделения нефти и газа. Устройство для отбора газа представляет собой трубу диаметром 350 мм, длиной 19 м, установленную под углом 8°.

Технологическая емкость - цилиндрический сосуд диаметром 1400 мм и длиной 4.8 м. С наружной части емкость имеет патрубки для ввода нефтегазовой смеси, газа, выхода нефти, газа, для пропарки, дренажа и системы контроля и управления. Для профилактического осмотра и ремонта имеются по торцам два люка-лаза. Внутри технологической емкости находятся лоток для распределения поступающей продукции и система перегородок для более полной сепарации нефти от нефтяного газа.

Для предотвращения недопустимого повышения давления в емкости установлены четыре предохранительных клапана. Для исследования эффективности работы сепаратора в различных режимах предусмотрены пробоотборники и штуцеры для установки контрольно-измерительных приборов.

На сепараторе с помощью опор установлен каплеотбойник, в котором установлены два сетчатых отбойника. Для слива отделившейся нефти и для ввода газа, выделившегося в технологической емкости, в нижней части каплеотбойника имеются два патрубка диаметром 150 мм и один патрубок диаметром 250 мм. На емкости оборудуют площадку для обслуживания. Сам аппарат устанавливают горизонтально на двух опорах на высоте 750 мм от земли.

Нефть из устройства предварительного отбора газа поступает в технологическую емкость и по лотку, где происходит дополнительная

сепарация нефти и газа, затем нефть стекает в ее нижнюю часть. Наличие лотка с направляющими пластинами и заслонкой способствует гашению пульсации.

Газ, выделившийся в емкости, через каплеотбойник направляется в газопровод, разгазированная нефть - в нефтепровод.

На газовой линии между каплеотбойником и устройством предварительного отбора газа имеются две задвижки для направления газа из устройства предварительного отбора газа в каплеотбойник или в нефтегазовый сепаратор.

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, окончательном разгазировании в технологической емкости и окончательной очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике.

Газонефтяная смесь из приемного коллектора поступает в депульсатор, в котором происходит разделение расслоившихся в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник, а нефть поступает в технологическую емкость.

В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и направляется в газовый сепаратор ГС с давлением 1.6 МПа. Нефть в технологической емкости проходит через две перегородки из просечно-вытяжных листов, которые способствуют вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти.

Система автоматизации УБС-6300/16 обеспечивает:

1. Автоматическое регулирование давления и уровня нефти в технологической емкости.
2. Сигнализация предельных значений верхнего и нижнего уровней нефти в технологической емкости.
3. Местный контроль уровня и давления в технологической емкости.

Регулирование уровня нефти в технологической емкости осуществляется системой регулирования, состоящей из функционально связанных друг с другом:

- датчика уровня жидкости ДУЖ - 1 М поплавкового типа.
- блока автоматики БР — 25.
- устройства электроисполнительного регулирующего взрывозащищенного УЭРВ - 1 М.

Изменение уровня нефти в технологической емкости от заданного значения воздействует на поплавков датчика уровня жидкости ДУЖ - 1М, который смещается по направляющей трубе.

При достижении поплавком установленного значения уровня поступает сигнал на блок автоматики. При прохождении сигнала через блок автоматики формируется сигнал управления электроисполнительным устройством.

Сформированный сигнал с блока управления БРР -1 поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ, установленное на трубопроводе выхода нефти с УБС - 6300/16. УЭРВ обрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, тем самым, восстанавливая заданное значение уровня нефти в технологической емкости.

Система автоматизации обеспечивает световую и звуковую сигнализацию аварийного верхнего и аварийного нижнего уровней на щите в операторной.

Визуальный контроль уровня жидкости в УБС осуществляется с помощью уровнемера поплавкового типа РУПШ.

Регулирование давления в технологической емкости УБС - 6300/16 осуществляется системой регулирования давления в газовом сепараторе, состоящей из функционально связанных:

- электроконтактного манометра ВЭ - 16Р6 установленного на трубопроводе выхода газа с газового сепаратора ГС.

- блока автоматики БР - 25.

- устройства электроисполнительного, регулирующего, взрывозащищенного УЭРВ.

При отклонении давления на выходе с газового сепаратора от заданного значения происходит замыкание контактов электроконтактного манометра ВЭ - 16Р6 и электрический сигнал поступает на блок автоматики БР - 25.

При прохождении сигнала через блок БР - 25 формируется сигнал управления электроисполнительным устройством.

Сформированный сигнал с блока управления БРР - 1 поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ, установленное на трубопроводе выхода газа с газового сепаратора ГС.

УЭРВ отрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, что приводит к изменению количества газа, уходящего с установки и к восстановлению в ней заданного значения давления.

Контроль давления в аппарате производится техническим манометром.

Для защиты установки блочной сепарационной от превышения давления выше допустимого значения установлено два пружинных предохранительных клапана СППК 4-150-16, предел срабатывания СППК 6 кгс/см².

Нефтегазосепаратор представляет собой горизонтальный аппарат, внутри которого непосредственно у вводного штуцера смонтированы сливные полки, обеспечивающие выделение основного количества газа. У штуцера выхода газа смонтированы вертикальный и горизонтальный фильтры очистки газа. Штуцер выхода нефти оборудован устройством, предотвращающим образование воронки.

Нефтегазовая смесь поступает через вводной штуцер на сливные полки, где и происходит основное выделение газа. Далее нефть движется по аппарату, занимая по высоте приблизительно половину диаметра, при этом из нефти выделяется газ, не успевший выделиться ранее. Выделившийся газ вместе с частицами нефти, которые находятся во взвешенном состоянии, поступает на фильтры грубой и тонкой очистки газа. Очищенный газ через штуцер выхода газа выводится из аппарата. Дегазированная нефть через штуцер выхода нефти, расположенный в нижней части, также выводится из сепаратора.

НГС является промежуточным сепаратором II ступени сепарации, (существующая схема позволяет использовать НГС как на второй ступени сепарации, так и на первой, включая его последовательно или параллельно с УБС).

Система автоматизации НГС обеспечивает:

1. Автоматическое регулирование давления и уровня нефти в технологической емкости.
2. Сигнализация предельных значений верхнего и нижнего уровней нефти в технологической емкости.
3. Местный контроль давления в технологической емкости.

Регулирование уровня нефти в технологической емкости осуществляется системой регулирования, состоящей из функционально связанных друг с другом:

- Датчика уровня жидкости ДУЖ - 1 М поплавкового типа.
- Блока автоматики БР-25.
- Устройства электроисполнительного регулирующего взрывозащищенного УЭРВ .

Изменение уровня нефти в технологической емкости от заданного значения воздействует на поплавок датчика уровня жидкости ДУЖ-1М, который смещается по направляющей трубе.

При достижении поплавком установленного значения уровня поступает сигнал на блок автоматики. При прохождении сигнала через блок автоматики формируется сигнал управления электроисполнительным устройством.

Сформированный сигнал с блока управления БРР-1 поступает на устройство электроисполнительное УЭРВ, установленное на трубопроводе выхода нефти с НГС. УЭРВ обрабатывает поступающие сигналы, вызывая изменение проходного сечения дроссельного устройства клапана, тем самым восстанавливая заданное значение уровня нефти в технологической емкости.

Система автоматизации обеспечивает световую и звуковую сигнализацию аварийного верхнего и аварийного нижнего уровней на щите в операторной.

Визуальный контроль давления в технологической емкости осуществляется техническим манометром.

Регулирование давления в технологической емкости НГС осуществляется системой регулирования давления в газовом сепараторе, состоящей из функционально связанных:

- Электроконтактного манометра ВЭ-16Р6 установленного на трубопроводе выхода газа с газового сепаратора ГС.
- Блока автоматики БР-25.
- Устройства электроисполнительного, регулирующего, взрывозащищенного УЭРВ.

Для защиты НГС от превышения давления выше допустимого значения установлен пружинный предохранительный клапан СППК 4-150-16. Предел срабатывания СППК 6 кгс/см².

В технологическом резервуаре происходит отстой нефти, отделение подтоварной воды и мехпримесей.

В РВС-1 жидкость поступает в щелевой распределитель нефти, где получает вертикальное движение. При движении внутри резервуара жидкости

вверх происходит постепенное укрупнение капель воды, содержащейся в нефти, и их движение за счет гравитационных сил к нижней части резервуара. Обезвоживание нефти происходит по мере движения нефти к верхней части резервуара. Таким образом, в нижней части РВС собирается осветленная пластовая вода, а в верхней части резервуара нефть, с содержанием воды $0,1 \div 2\%$. Между слоем осветленной воды и частично обезвоженной нефти образуется слой водонефтяной эмульсии. На устойчивость водонефтяной эмульсии большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами или естественно поверхностно-активными веществами (ПАВ). К ним относятся смолы, парафины, глинистые вещества, другие мех. примеси, поступающие со скважины.

Как правило, все поступающие в нефть ПАВ концентрируются в эмульсионном слое резервуара.

Устойчивость эмульсионного слоя зависит от температуры, концентрации деэмульгатора, величины РН пластовой воды. С повышением температуры, повышением до оптимального содержания деэмульгатора устойчивость эмульсионного слоя снижается. Осветленная пластовая вода через заборный патрубок резервуара поступает на узел учета подтоварной воды и далее по трубопроводу подается в амбар БКНС. Уровень осветленного слоя воды (водяная подушка) поддерживается $4 \div 5$ м. от днища резервуара. Замер уровня производится радарными уровнемерами. Обезвоженная нефть через заборный патрубок в верхней части резервуара ($H=7,5$ м.) поступает на всас насосов внутренней перекачки (ЦНС-300/120). Далее нефть с содержанием воды $0,1 \div 2\%$ и температурой $20 \div 23$ °С насосами откачивается по трубопроводу на печь ПТБ-10.

Нефть, поступившая в приемный коллектор печи ПТБ-10, направляется в змеевик теплообменной камеры печи.

При своем движении по змеевику нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в камерах

сгорания печи ПТБ-10. Топливный газ на печь поступает по газопроводу от узла подготовки топливного газа. Расход газа на печь определяется по узлу учета топливного газа. Давление топливного газа поддерживается автоматически в ГРП печи. Пуск, эксплуатация, остановка печи ПТБ-10 производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации печи.

Горячая нефть с температурой $35\div 38^{\circ}\text{C}$ из верхнего коллектора печи ПТБ-10 поступает в отстойник *ОГ-200С*. В отстойнике происходит отделение от нефти воды и доведения её до товарного качества в соответствии с ТУ 39-1485-89. Для снижения содержания в товарной нефти солей в поток нефти на всас насосов внутренней перекачки предусматривается подача воды насосом ЭЦВ из водозаборной скважины в объеме $3\div 5\%$ от количества нефти.

Сущность технологического процесса обезвоживания и обессоливания в отстойнике *ОГ-200С* состоит в следующем:

Подогретая в печах нефть с введенным деэмульгатором поступает в сепарационный отсек отстойника. Из сепарационного отсека нефть поступает в два коллектора в отстойном отсеке. Над коллектором находится распределитель эмульсии, проходя через который нефть получает вертикальное движение. При этом происходит промывка нефти через слой воды, обезвоживание нефти по мере движения ее в верхнюю часть аппарата. В процессе обессоливания из нефти удаляются не только соли Na, Mg, Ca, но и механические примеси, окись железа. Сброс пластовой и промывочной воды осуществляется в дренажную емкость. Товарная нефть через коммерческий узел учета нефти и насосной внешней перекачки откачивается в магистральный нефтепровод.

2.2. Технологический расчет и подбор НГС и УБС

Технологический расчет производим по методике, изложенной в [9]. Количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти в аппарате, приведенное к нормальным условиям, может быть рассчитано по формуле:

$$G = \Gamma_T \cdot R \cdot [D_1 \cdot (1 + R) - 1] \quad (6.1)$$

где Γ_T – газонасыщенность пластовой нефти в м³/т, объём газа приведён к н.у.

$$\Gamma_T = 230 \text{ м}^3/\text{т}.$$

$$R = \frac{\lg \frac{P_1}{P_{s20}}}{\lg(10 \cdot P_{s20})}, \quad (6.2)$$

P_{s20} - давление насыщения нефти при 20°C, МПа;

P_1 - рабочее давление, МПа.

$$P_{s20} = P_s + \frac{20 - t_{пл}}{9.157 + f_{ш}}, \quad (6.3)$$

P_s - давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, МПа,

$P_s = 10.2$ МПа;

$t_{пл}$ - пластовая температура, $t_{пл} = 54^\circ \text{C}$

$$f_{ш} = \frac{701.8}{(N_{CH_4} - 0.8 \cdot N_A) \cdot \Gamma_T}, \quad (6.4)$$

N_{CH_4} ; N_A - молярная доля метана и азота соответственно, в газе однократного разгазирования нефти до атмосферного давления при 20°C, $N_{CH_4} = 0.3906$,

$N_A = 0.0278$.

$$D_1 = 4.06 \cdot (\bar{\rho}_H \cdot \bar{\rho}_G - 1.045), \quad (6.5)$$

$$\bar{\rho}_H = \rho_H / 1000, \quad (6.6)$$

$\bar{\rho}_G$ - относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти, $\bar{\rho}_G = 1.09$;

ρ_H - плотность дегазированной нефти при 20°C и атмосферном давлении, $\rho_H = 860 \text{ кг / м}^3$.

По формуле (4.4) находим:

$$f_{ш} = \frac{701.8}{230 \cdot (0.3906 - 0.8 \cdot 0.0278)} = 8.28$$

Находим давление насыщения нефти газом при 20°C:

$$P_{s20} = 10.2 + \frac{20 - 54}{9.157 + 8.28} = 12.15 \text{ МПа}$$

Рассчитываем вспомогательные коэффициенты:

$$R = \frac{\lg \frac{1.4}{12.15}}{\lg(10 \cdot 12.15)} = -0.449$$

$$D_1 = 4.06 \cdot (0.86 \cdot 1.09 - 1.045) = -0.437$$

Зная вспомогательные коэффициенты, находим количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти при условиях в аппарате:

$$G = 230 \cdot (-0.449) \cdot [(-0.437) \cdot (1 - 0.449) - 1] = 116.7 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Так как нагрузка по нефтяной эмульсии составляет 3200 м³/сут. то соответствующая нагрузка по газу составит:

$$Q_g = 3200 \cdot 860 \cdot 10^{-3} \cdot 116.7 = 309805.8 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По известным нагрузкам по газу и жидкости подбираем [13] стандартные НГС и УБС.

Установка блочная сепарационная УБС 6300/16:

- производительность установки 6300 м³ сырой нефти в сутки;
- производительность по газу 350000 м³/сут;
- рабочее давление 1.6 МПа;
- газовый фактор 120 м³/т;
- температура сырья не более 50°C;
- рабочая среда - сырая нефть с содержанием сероводорода не более 0.2 %.

Нефтегазосепаратор НГС 16-2200:

- производительность по сырой нефти 10000 м³;
- производительность по газу 600000 м³;
- рабочее давление 1.6 МПа;
- газовый фактор 120 м³/т;
- температура сырья не более 50°C;

- рабочая среда - сырая нефть с содержанием H_2S не более 0.2 %.

Фактическая производительность сепараторов типа НГС в 2 – 3 раза ниже проектной.

2.3. Технологический расчет и подбор отстойника

Технологический расчет отстойника состоит в определении его длины и диаметра.

Диаметр отстойника рассчитывается по следующей формуле:

$$D = k \cdot \frac{V}{1820 \cdot n_0 \cdot \nu},$$

где $\nu = 10 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – вязкость нефти;

$V=200 \text{ м}^3$ – объем отстойника;

$n_0=1$;

$k=0.00029$;

$$D = 0.00029 \cdot \frac{200}{1820 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 10^{-6}} = 3.187 \text{ м}$$

Основное условие процесса отстаивания состоит в следующем:

$$\tau_0 < \tau_n$$

где τ – время отстаивания.

Если допустить, что $\tau_0 = \tau_n$, то:

$$\frac{D}{\omega_0} = \frac{L}{\omega_n}$$

Из условия обеспечения необходимого времени для отстоя частиц получаем следующую формулу, определяющую длину отстойника:

$\omega_0=0.001$;

$$L = k \cdot \frac{V}{0.785 \cdot D \cdot n_0 \cdot \omega_0} = 0.00029 \cdot \frac{200}{0.785 \cdot 3.187 \cdot 1 \cdot 0.001} = 23.183 \text{ м}$$

По полученным данным подбираем стандартный отстойник ОГ – 200С [13].

- Рабочая среда – нефть, газ, пластовая вода;

- Пропускная способность по товарной нефти, т/сут до 6000;
- Рабочее давление 0.6 МПа;
- Температура среды до 100⁰С;
- Вместимость аппарата 200 м³;
- Габаритные размеры 25420х6660х5780;
- Масса 48105 кг.

3. Расчет НГС

Целью механического расчета химического и нефтехимического оборудования является определение размеров отдельных элементов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию машин и аппаратов за счет достаточной механической прочности, плотности разъемных соединений, устойчивости к сохранению формы и необходимой долговечности.

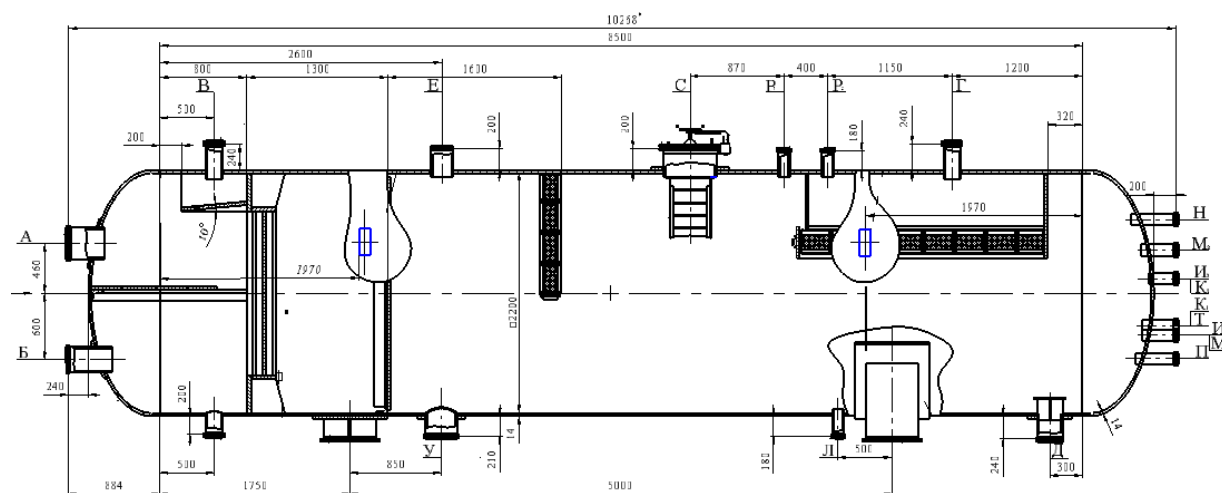


Рисунок 3.1. Нефтегазосепаратор

- А Вход нефтегазовой смеси
- Б Вход нефти
- В Вход газа
- Г Выход газа
- Д Выход нефти
- Е Для предохранительного клапана
- Ж Для дренажа
- И_{1,2} Для регулятора уровня
- К_{1,2} Для сигнализатора уровня
- Л Для пропарки
- М_{1,2} Для указателя уровня
- Н Для манометра
- П Для термометра ртутного
- Р₁ Для дифманометра
- С Люк-лаз
- Т Для термометра сопротивления
- У Для очистки

3.1. Расчет толщины цилиндрической обечайки

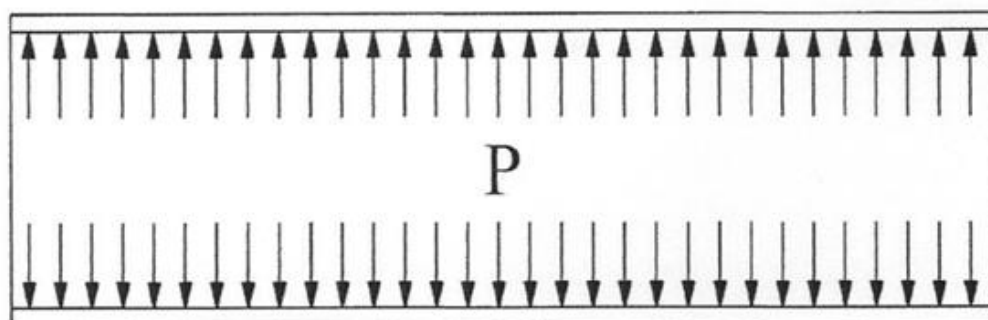


Рисунок 3.2. Распределение нагрузки на стенки обечайки НГС

Внутренний диаметр:	$D = 2200 \text{ мм};$
Рабочее давление:	$P = 1,6 \text{ МПа};$
Температура среды в аппарате:	$T = 40^\circ \text{C};$
Плотность среды:	$\rho = 860 \text{ кг} / \text{м}^3;$

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок (данные на основе конструкторских документов): $c = 2 \text{ мм};$

Материал цилиндрической обечайки сталь 09Г2С.

Коэффициент прочности продольных сварных швов [18, с.13] $\mu = 0,95$, так как принято, что шва с двусторонним сплошным проваром выполняется автоматической сваркой.

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 40°C [18, с.11]: $\delta_{40} = 166,3 \text{ МПа};$

Минимальное значение предела текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.11]: $\delta_{20} = 280 \text{ МПа};$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.282]: $\delta_{20} = 170 \text{ МПа};$

Аппарат изготовлен из листового проката [18, с.10]: $\eta = 1.$

Расчет цилиндрической обечайки проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2 – 2007 [18, с.36].

Расчетная температура стенки $T = T_c = 40^\circ\text{C}$, так как температура среды положительна.

Допускаемые напряжения:

в рабочем состоянии

$$\sigma_{д.р} = \eta \cdot \sigma_{40}; \quad (3.1)$$

$$\sigma_{д.р.} = 170 \text{ МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{д.и} = \frac{\sigma_T 20}{1,1}; \quad (3.2)$$

$$\sigma_{д.и} = 255 \text{ МПа}.$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях:

$$P_H = 1,25 \cdot P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р}}; \quad (3.3)$$

$$P_H = 2 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_{p1} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} - P}; \quad (3.4)$$

$$S_{p1} = 10,09, мм;$$

$$S_{p2} = \frac{P_H \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.н} - P_H}; \quad (3.5)$$

$$S_{p2} = 11,19 мм;$$

$$S_p = \max(S_{p1}; S_{p2}) = 11,19 мм.$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_H = S_p + c; \quad (3.6)$$

$$S_H = 8,727 мм.$$

Примем толщину стенки цилиндрической обечайки $S_H = 14 мм$.

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$P_{д.р} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} \cdot (S_H - c)}{D + S_H - c}; \quad (3.7)$$

$$P_{д.р} = 2,147 МПа;$$

при испытаниях

$$P_{д.н} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.н} \cdot (S_H - c)}{D + S_H - c}; \quad (3.8)$$

$$P_{д.н} = 2,623 МПа;$$

Таким образом, $P < P_{д.р.}$ ($1,6 МПа < 2,147 МПа$) и $P_H < P_{д.р.}$ ($2 МПа < 2,147 МПа$)

Тем самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул:

$$\frac{S_H - c}{D} = 2 \cdot 10^{-3}. \quad (3.9)$$

Формула для расчета применима, так как $(S_H - c) / D \leq 0,1$.

3.2. Расчет стандартных эллиптических крышек

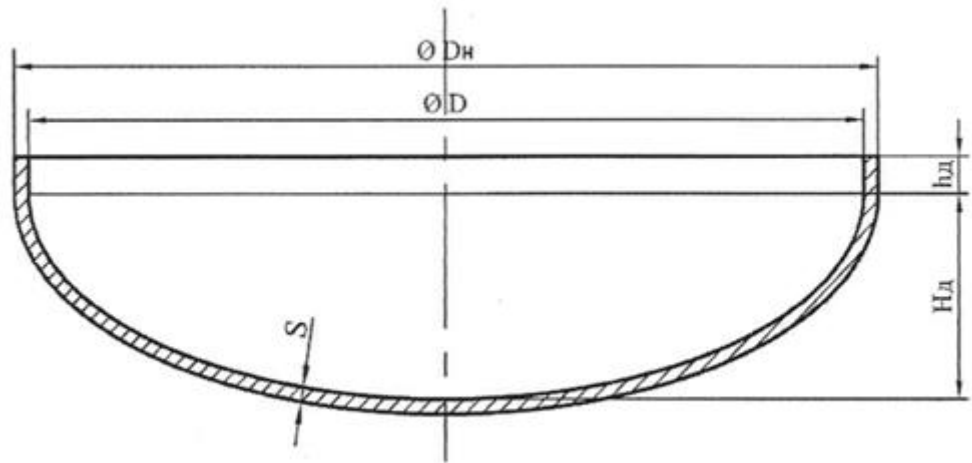


Рисунок 3.3- Крышка НГС

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок для эллиптического днища (данные на основе конструкторских документов): $c = 2 \text{ мм}$.

Днище изготовлено из листового проката. Материал эллиптического днища сталь 09Г2С.

Расчет эллиптического днища проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2-2007 [18, с.42].

Допускаемые напряжения определяются по формулам (3.1) и (3.2):
в рабочем состоянии

$$\delta_{д.р.} = 170 \text{ МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\delta_{д.и.} = 255 \text{ МПа}.$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях определяется по формуле (3.3):

$$P_{II} = 2 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина стенки эллиптического днища:

$$S_{э.р1} = 10,927 \text{ мм};$$

и

$$S_{э.р2} = \frac{P_{II} \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \delta_{д.и.} - 0,5 \cdot P_{II}}; \quad (3.10)$$

$$S_{\varepsilon.p2} = 11,16 \text{ мм};$$

$$S_{\varepsilon.p.} = \max(S_{p1}; S_{p2}) = 11,16 \text{ мм}.$$

Исполнительная толщина стенки эллиптического днища рассчитывается по формуле (3.6):

$$S_{н.э.} = S_{\varepsilon.p.} + c;$$

$$S_{н.э.} = 8,027 \text{ мм}.$$

Примем толщину стенки эллиптического днища $S_{н.э.} = 14 \text{ мм}$.

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$P_{д.р.} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \delta_{д.р.} \cdot (S_{н.э.} - c)}{D + 0,5 \cdot (S_{н.э.} - c)}; \quad (3.12)$$

$$P_{д.р.} = 1,718 \text{ МПа};$$

Таким образом, $P < P_{д.р.}$ ($1,6 \text{ МПа} < 1,718 \text{ МПа}$) и

$P_{н.} < P_{д.н.}$ ($2 \text{ МПа} < 2,63 \text{ МПа}$). Тем самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул $0,002 \leq (S_{н.э.} - c) / D \leq 0,1$:

$$\frac{S_{н.э.} - c}{D} = 5 \cdot 10^{-3}.$$

Условие применимости формул выполняется.

3.3. Расчет укрепления отверстий в оболочках

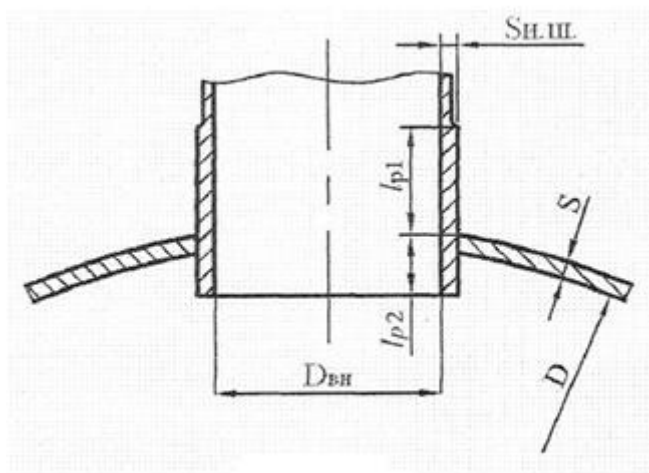


Рисунок 3.4- Укрепление отверстий НГС штуцером

Внутренний диаметр оболочки:

$$D = 2200 \text{ мм};$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_p = 11,9 \text{ мм};$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_H = 14 \text{ мм};$$

Прибавка к расчетной толщине стенки:

$$c = 2 \text{ мм};$$

Штуцер изготовлен из стали 09Г2С.

Расчетное давление:

$$P_p = 1,6 \text{ МПа};$$

Температура среды в аппарате:

$$T = 40^\circ \text{C};$$

Условный диаметр штуцера (данные на основе конструкторских документов):

$$D_{\text{вн}} = 500 \text{ мм};$$

Коэффициент прочности сварных швов:

$$\mu = 0,95;$$

Корпус обечайки изготовлен из листового проката:

$$\eta = 1.$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C:

$$\sigma_{20} = 170 \text{ МПа};$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 40°C:

$$\sigma_{40} = 166,3 \text{ МПа};$$

Предел текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C:

$$\sigma_{T20} = 280 \text{ МПа};$$

Расчет укрепления отверстий проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.3-2007 [, с.76]. Расчетный диаметр цилиндрической обечайки по центру укрепляемого отверстия:

$$D_p = D; \quad (3.13)$$

$$D_p = 2200 \text{ мм.}$$

Наибольший допускаемый диаметр отверстия, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_0 = 2 \cdot \left(\frac{S_H - c}{S_P} \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_H - c)}; \quad (3.14)$$

$$d_0 = 491,497 \text{ мм.}$$

Штуцера с условным диаметром отверстий 25 мм, 50 мм, 150 мм, 200 мм, 300 мм и 400 мм (данные на основе конструкторских документов) проверки условия укрепления не требуют. Таким образом, проведем расчет укрепления отверстия для штуцера с условным диаметром 500 мм.

Допускаемые напряжения:

в рабочем состоянии

$$\delta_{Д.Р.} = \eta \cdot \delta_{30};$$

$$\delta_{Д.Р.} = 170 \text{ МПа.}$$

при гидравлических испытаниях

$$\delta_{д.и.} = \frac{\delta_{T20}}{1,1};$$

$$\delta_{д.и.} = 255 \text{ МПа.}$$

Исполнительная толщина стенки штуцера:

$$S_{ш} = 1 \cdot S_{и};$$

$$(3.15)$$

$$S_{ш} = 6 \text{ мм.}$$

Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента.

$$d_{0p} = 0,4 \cdot \sqrt{D \cdot (S_{и} - c)}; \quad (3.16)$$

$$d_{0p} = 64,99 \text{ мм.}$$

Давление при гидравлическом испытании рассчитывается по формуле (3.3):

$$P_{и} = 1,25 \cdot P_{р} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р.}};$$

$$P_{и} = 2 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки штуцера определяется по формулам (3.4) и (3.5):

$$S_{1ш} = \frac{P_{р} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р.} - P_{р}};$$

$$S_{1ш} = 10,334 \text{ мм};$$

и

$$S_{2ш} = \frac{P_{и} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р.} - P_{и}};$$

$$S_{2ш} = 11,19 \text{ мм};$$

$$S_{р.ш.} = \max(S_{1ш}; S_{2ш}) = 11,19 \text{ мм.}$$

Диаметр отверстия:

$$d = 528 \text{ мм.}$$

Расчетная длина внешней и внутренней частей штуцера, участвующих в укреплении отверстия:

$$l_{p1} = 1,25 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (S_{ш} + c)}; \quad (3.17)$$

$$l_{p1} = 200 \text{ мм};$$

$$l_{p2} = 0,5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (S_{ш} + c)}; \quad (3.18)$$

$$l_{p2} = 10 \text{ мм}$$

Так как штуцер и оболочка изготовлены из одного материала (сталь 09Г2С), то

$$\chi_1 = \frac{\sigma_{д.ШТУЦЕРА}}{\sigma_{д.ОБОЛОЧКИ}} = 1; \quad (3.19)$$

$$\chi_2 = \frac{\sigma_{д.УКРЕПЛ.КОЛЕЦ}}{\sigma_{д.ОБОЛОЧКИ}} = 1. \quad (3.20)$$

Расчетные толщины укрепляющих накладных колец: $S_{y.p.} = 8 \text{ мм}$

Расчетная длина образующей оболочки в зоне укрепления:

$$L = \sqrt{D_p \cdot (S_{y.p.} + S_u - c)}; \quad (3.21)$$

$$L = 162,4808 \text{ мм}.$$

Условие укрепле

$$a = [(l_{p1} + S_{ш} - S_p - c) \cdot (S_{ш} + S_{p.ш.} - c) + l_{p2} \cdot (S_{ш} - 2 \cdot c)] \cdot \chi_1 + L \cdot (\chi_2 \cdot S_{y.p.} + S_{ш} - S_p - c) = 977,967.$$

(3.22)

Расчетный диаметр круглого отверстия штуцера:

$$d_p = D_{BH} + 2 \cdot c; \quad (3.23)$$

$$d_p = 505,6 \text{ мм}.$$

$$w = 0,5 \cdot (d_p + d_{0p}) \cdot S_p; \quad (3.24)$$

$$w = 583,783.$$

Так как, $a \geq w$ условие укрепления выполняется.

Граница применения формул:

$$d_p / D \leq 1,0 \quad (3.25) \quad \text{и} \quad S_{II} / D \leq 0,1 \quad (3.26)$$

$$d_p / D = 0,175 \quad \text{и} \quad S_{II} / D = 3,077 \cdot 10^{-3}.$$

Формулы для расчета применимы.

Примем для штуцера стандартную трубу 530х12.

Расчет штуцеров с условным диаметром 50 мм, 150 мм, 200 мм, 250 мм, 300 мм и 500 мм сведены в таблицу 2.

Таблица 2- Расчет штуцеров

	Условный диаметр, мм					
	50	150	200	250	300	500
Расчетная толщина стенки S_p , мм	0,037	0,111	0,148	0,196	0,222	0,297
Исполнительная толщина стенки S_{II} , мм	2,837	2,911	2,948	3,011	3,022	3,097
Принятая толщина, мм	5	7,5	6	6	7	6
Труба	60х5	165х7,5	219х6	259х6	327х7	530х6

Согласно ТУ 8351-076-00217298-96 штуцера в нефтегазосепараторе принимаем равными:

А – вход нефтегазовой смеси,	D=300мм;
Б – вход нефти,	D=250мм;
Г – выход газа,	D=150мм;
Д – выход нефти,	D=250мм;
Е – для предохранительного клапана,	D=200мм;
Ж – для дренажа,	D=150мм;
Л – для пропарки,	D=50мм;
С – люк –лаз,	D=500мм;
Т – для очистки.	D=300мм;

3.4. Расчёт фланцевых соединений

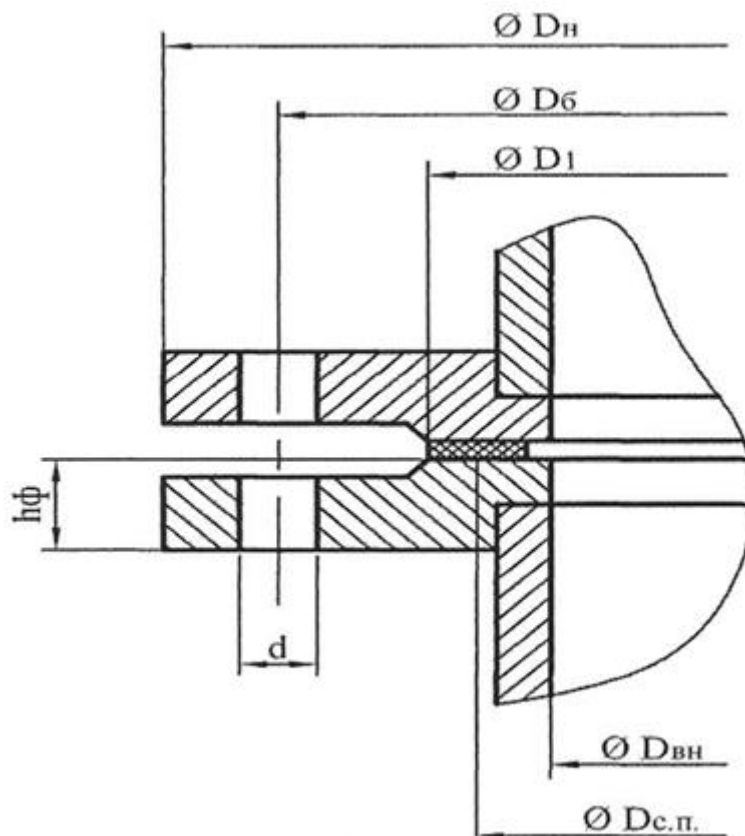


Рисунок 3.4. Фланец

Расчет фланцев проведем для штуцера с условным диаметром 500 мм.

Толщина стенки штуцера: $S = 14 \text{ мм};$

Расчетное давление: $P = 1,6 \text{ МПа};$

Температура среды в аппарате: $T = 40^\circ\text{C};$

Материал фланца – сталь 09Г2С, материал болтов – сталь 35Х.
Фланцы неизолированные, приварные встык. Материал прокладки паронит по ГОСТ 481-80 толщиной ≥ 1 мм.

Коэффициент прочности сварных швов: $\mu = 0,95$

Основные параметры фланца по ГОСТ 1255-54 [8]:

Внутренний диаметр штуцера: $D_{BH} = 510 \text{ мм};$

Наружный диаметр фланца [8,с.271]: $D_H = 595 \text{ мм};$

Диаметр болтовой окружности [8,с.271]: $D_{\phi} = 555 \text{ мм};$

Наружный диаметр прокладки [8,с.271]: $D_1 = 525 \text{ мм}$

Высота фланца [8,с.271]: $h_{\phi} = 22 \text{ мм};$

Диаметр шпилек [8,с.271]: $d = 20 \text{ мм};$

Количество болтов [8,с.271]: $n_{\phi} = 28;$

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок: $c = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$

Расчет фланцев проводится в соответствии с ОСТ 26 – 373 – 78 [18,с.92].

Средний диаметр прокладки:

Ширина прокладки [18,с.96]: $b = 12 \text{ мм};$

$$D_{c.n.} = D_1 - b; \quad (3.27)$$

$$D_{c.n.} = 513 \text{ мм}.$$

Равнодействующая внутреннего давления:

$$F_D = \frac{P \cdot \pi \cdot (D_{c.n.} \cdot 10^{-3})^2}{4}; \quad (3.28)$$

$$F_D = 0,04 \text{ МН}.$$

Реакция прокладки:

Коэффициент, зависящий от материала и конструкции прокладки [18,с.98]:

$$\kappa_{PP} = 2,5;$$

Эффективная ширина прокладки при $b < 15$ мм определяется как [18,с.97]:

$$b_0 = b \cdot 10^{-3}; \quad (3.29)$$

$$b_0 = 0,06 \text{ м}.$$

Тогда

$$R_{\Pi} = \pi \cdot D_{\text{с.п.}} \cdot b_0 \cdot \kappa_{\Pi P} \cdot P \cdot 10^{-3}; \quad (3.30)$$

$$R_{\Pi} = 0,77 \text{ МН.}$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций:

Коэффициент линейного расширения материала фланцев и болтов [18,с.286]:

$$\alpha_{\phi} = 16,6 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C} \text{ и } \alpha_{\delta} = 13,1 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C},$$

Расчетная температура неизолированных фланцев [18,с.92]:

$$t_{\phi} = 0,96 \cdot T; \quad (3.31)$$

$$t_{\phi} = 28,8^{\circ}\text{C}.$$

Расчетная температура шпилек:

$$t_{\delta} = 0,95 \cdot T; \quad (3.32)$$

$$t_{\delta} = 28,5^{\circ}\text{C}.$$

Модуль упругости для болтов [18,с.284]: $E_{\delta} = 1,98 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$

Расчетная площадь поперечного сечения болта по внутреннему

диаметру резьбы [18,с.98]: $f_{\delta} = 2,35 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$

толщина прокладки: $h_{\Pi} = 2 \text{ мм.}$

Диаметр отверстия под шпильку: $d_o = 23 \text{ мм.}$

Расчетная длина шпильки:

$$l_{\delta} = l_{\delta.o} + 0,28 \cdot d_o; \quad (3.33)$$

$$l_{\delta} = 455,878 \text{ мм.}$$

Податливости болтов, прокладки, фланца:

$$y_{\delta} = \frac{l_{\delta}}{E_{\delta} \cdot f_{\delta} \cdot n_{\delta}}; \quad (3.34)$$

$$y_{\delta} = 4,49 \cdot 10^{-4} \text{ м / МН.}$$

Примем толщину прокладки: $h_{\Pi} = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$

Модуль упругости прокладки [18,с.98]:

$$E_{\Pi} = 2000 \text{ МПа.}$$

Коэффициент обжатия прокладки для паронит [18,с.99]: $k_{\Pi} = 1.$

$$y_{\Pi} = \frac{k_{\Pi} \cdot h_{\Pi}}{E_{\Pi} \cdot \pi \cdot D_{C.\Pi.} \cdot b \cdot 10^{-6}}; \quad (3.35)$$

$$y_{\Pi} = 7,074 \cdot 10^{-5} \text{ м / МН.}$$

Дополнительные размеры [18,с.95] для определения коэффициента:

$$S_1 = 14 \text{ мм} \quad \text{и} \quad S_0 = 14 \text{ мм.}$$

Эквивалентная толщина втулки плоского приварного фланца:

$$S_{\text{эк}} = S_0 \cdot 10^{-3}; \quad (3.36)$$

$$S_{\text{эк}} = 0,008 \text{ м.}$$

$$\lambda_{\phi} = \frac{h \cdot 10^{-3}}{\sqrt{D_{\text{BH}} \cdot S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}}}; \quad (3.37)$$

$$\lambda_{\phi} = 0,384;$$

$$\psi_2 = \frac{(D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3} + D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3})}{(D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3})}; \quad (3.38)$$

$$\psi_2 = 7,56;$$

$$\psi_1 = 1,28 \cdot \log \left(\frac{D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3}}{D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3}} \right); \quad (3.39)$$

$$\psi_1 = 0,148;$$

$$\nu = \frac{1}{1 + 0,9 \lambda_{\phi} \cdot \left[1 + \psi_1 \cdot \frac{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^2}{S_{\text{эк}}^2} \right]}; \quad (3.40)$$

$$\nu = 0,577.$$

Угловая податливость фланца:

модуль упругости фланца [18,с.285] для стали 09Г2С: $E = 1,97 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$

$$y_{\phi} = \frac{[1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_{\phi})] \cdot \psi_2}{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^3 \cdot E}; \quad (3.41)$$

$$y_{\phi} = 0,796.$$

$$F_{\text{T}} = \frac{y_{\sigma} \cdot n_{\sigma} \cdot f_{\sigma} \cdot E_{\sigma} \cdot (\alpha_{\phi} \cdot t_{\phi} - \alpha_{\sigma} \cdot t_{\sigma})}{y_n + y_{\sigma} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\sigma} \cdot 10^{-3} - D_{C.\Pi.} \cdot 10^{-3})^2}; \quad (3.42)$$

$$F_{\text{T}} = 9,444 \cdot 10^{-3} \text{ МН.}$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения:

$$k_{жс} = \frac{y_{\delta} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{BH} \cdot 10^{-3} - S_{эж}) \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{C.П.} \cdot 10^{-3})}{y_{П} + y_{\delta} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{C.П.} \cdot 10^{-3})^2};$$

$$k_{жс} = 1,504. \quad (3.43)$$

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:
минимальное давление обжатия прокладки [18,с.98]: $P_{ПР} = 10 \text{ МПа}$.

$$F_{\delta 11} = k_{жс} \cdot F_{Д} + R_{П}; \quad (3.44)$$

$$F_{\delta 11} = 0,342 \text{ МН}.$$

$$F_{\delta 12} = \pi \cdot D_{C.П.} \cdot b_0 \cdot P_{ПР} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}; \quad (3.45)$$

$$F_{\delta 12} = 0,306 \text{ МН}.$$

$$F_{\delta 1} = \max(F_{\delta 11}; F_{\delta 12}) = 0,342 \text{ МН}.$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{\delta 2} = F_{\delta 1} + (1 - k_{жс}) \cdot F_{Д} + F_T; \quad (3.46)$$

$$F_{\delta 2} = 0,449 \text{ МН}$$

$$M_{01} = 0,5 \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{C.П.} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{\delta 1}; \quad (3.47)$$

$$M_{01} = 2,386 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C [18,с.11]: $\delta_{20} = 170 \text{ МПа}$;

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 30°C [18,с.11]: $\delta_{40} = 169 \text{ МПа}$.

$$M_{02} = 0,5 \cdot [(D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{C.П.} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{\delta 2} + (D_{C.П.} \cdot 10^{-3} - D_{BH} \cdot 10^{-3} - S_{эж}) \cdot F_{Д}] \cdot \frac{\delta_{20}}{\delta_{30}};$$

$$M_{02} = 2,804 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}; \quad (3.48)$$

$$M_0 = \max(M_{01}; M_{02}) = 2,804 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

3.5. Проверка прочности и герметичности соединения:

Условие прочности болтов при монтаже фланцевого соединения и в его рабочем состоянии:

допускаемое напряжение для материала болтов при 20°C [18,с.93]:

$$\sigma_{\sigma 20} = 230 \text{ МПа};$$

допускаемое напряжение для материала болтов при 40°C [18,с.93]:

$$\sigma_{\sigma 40} = 230 \text{ МПа}.$$

$$\sigma_{\sigma 30} = 230 \text{ МПа.} \quad (3.49) \quad \text{и} \quad \frac{F_{\sigma 2}}{\eta_{\sigma} \cdot f_{\sigma}} < \sigma_{\sigma 30}$$

$$\frac{F_{\sigma 1}}{\eta_{\sigma} \cdot f_{\sigma}} = 28,199 \quad \text{и} \quad \frac{F_{\sigma 2}}{\eta_{\sigma} \cdot f_{\sigma}} = 25,384.$$

Условие прочности шпилек выполняется.

Условие прочности неметаллической прокладки из паронита:

допускаемое давление обжатия [18,с.98]: $P_{\sigma} = 40 \text{ МПа}.$

$$\frac{F_{\sigma \max}}{\pi \cdot D_{\sigma \Pi} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} < P_{\sigma}; \quad (3.50)$$

$$F_{\sigma \max} = \max(F_{\sigma 1}; F_{\sigma 2}) = 0,106 \text{ МН}$$

$$\frac{F_{\sigma \max}}{\pi \cdot D_{\sigma \Pi} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} = 5$$

Условие прочности прокладки выполняется.

Безразмерный параметр:

$$T_{\phi} = \frac{(D_{\sigma} \cdot 10^{-3})^2 \cdot \left(1 + 8,55 \cdot \log \left(\frac{D_{\sigma} \cdot 10^{-3}}{D_{\sigma \Pi} \cdot 10^{-3}} \right) \right) - (D_{\sigma \Pi} \cdot 10^{-3})^2}{\left[1,05 \cdot (D_{\sigma \Pi} \cdot 10^{-3})^2 + 1,945 \cdot (D_{\sigma} \cdot 10^{-3})^2 \right] \cdot \left[\frac{D_{\sigma} \cdot 10^{-3}}{D_{\sigma \Pi} \cdot 10^{-3}} - 1 \right]}; \quad (3.51)$$

$$T_{\phi} = 1,794 \text{ МПа}.$$

Максимальное напряжение в сечении, ограниченном размером S_o :

Так как у плоского приварного фланца втулка цилиндрическая,

$$S_1 / S_o = 1, D_y > 20S_1 (0.4 > 20 \cdot 0,008 = 0,16), \text{ то: } f_{\phi} = 1.$$

$$\sigma_o = f_{\phi} \cdot \frac{T_{\phi} \cdot M_o \cdot \nu}{D_{BH} \cdot 10^{-3} \cdot (S_1 \cdot 10^{-3} - c)^2}; \quad (3.52)$$

$$\sigma_o = 261,878 \text{ МПа}.$$

Окружное усилие в кольце фланца:

$$\sigma_k = \frac{M_o \cdot [1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_\phi)] \cdot \psi_2}{(h_\phi \cdot 10^{-3})^2 \cdot D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3}}; \quad (3.53)$$

$$\sigma_k = 23,85 \text{ МПа.}$$

Напряжение во втулке от внутреннего давления:

тангенциальное:

$$\sigma_t = \frac{P \cdot D_{BH} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_o \cdot 10^{-3} - c)}; \quad (3.54)$$

$$\sigma_t = 9,856 \text{ МПа.}$$

меридиональное:

$$\sigma_m = \frac{P \cdot D_{BH} \cdot 10^{-3}}{4 \cdot (S_o \cdot 10^{-3} - c)}; \quad (3.55)$$

$$\sigma_m = 4,928 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером S_0 :

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2} - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t < \mu \cdot \sigma_{D0}; \quad (3.56)$$

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2} - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t = 262,017.$$

$$\sigma_{D0} = 0,003 \cdot E; \quad (3.57)$$

$$\sigma_{D0} = 597 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером S_0 выполняется.

Условие герметичности, определяемое углом поворота фланца:

Допускаемый угол поворота приварного в стык фланца при

$$D_y = 500 < 2000 \text{ мм}: \Theta_D = 0,009 \text{ рад.}$$

Условие герметичности:

$$\Theta < \Theta_D.$$

$$\Theta = \frac{\sigma_k}{E} \cdot \frac{D_{BH} \cdot 10^{-3}}{h_\phi \cdot 10^{-3}}; \quad (3.58)$$

$$\Theta = 2,234 \cdot 10^{-3} \text{ рад.}$$

Условие герметичности выполняется.

Расчет фланцев с условным диаметром 150мм, 200мм, 250мм, 300мм, и 500мм сведены в таблицу 3.

Таблица 3- Расчет фланцев

	корпус				
	условный диаметр, мм				
	150	200	250	300	500
Болтовая нагрузка:					
1. В условиях монтажа;	0,097 МН	0,146 МН	0,146 МН	0,195 МН	0,342 МН
2. В рабочих условиях.	0,104 МН	0,155 МН	0,157 МН	0,21 МН	0,449 МН
Реакция прокладки в рабочих условиях	0,024 МН	0,032 МН	0,039 МН	0,047 МН	0,077 МН
Напряжение в кольце фланца	1,851 МПа	1,113 МПа	1,025 МПа	1,019 МПа	1,05 МПа
Нагрузка от внутреннего избыточного давления	0,033 МН	0,056 МН	0,086 МН	0,123 МН	0,33 МН

3.6. Расчёт седловой опоры.

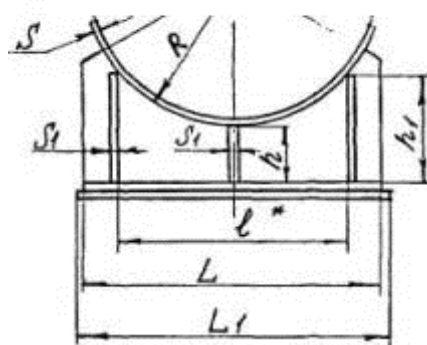


Рисунок 3.5- седловидная опора

Аппарат расположен горизонтально, для этого подбираем седлообразные опоры.

Вес аппарата $G = 104730 \text{ Н}$.

Определяем нагрузку на каждую опору:

$$P_a = P_6 = 0,5 \cdot G = 0,5 \cdot 104730 = 52369 \text{ Н}$$

Найдём приведённую длину аппарата:

$$L_{\text{пр}} = L_{\text{к}} + 2 L_{\text{д}};$$

$L_{\text{к}}$ – длина днища, приведённую к цилиндрической части корпуса; 8,5

м.

$L_{\text{д}}$ – длина цилиндрической части корпуса; 0,45 м.

$$L_{\text{пр}} = 9,4 \text{ м.}$$

Рассчитываем изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = 0,0215 \cdot G \cdot L_{\text{пр}};$$

$$M_{\text{и}} = 21165,933 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Найдём напряжение на изгиб в корпусе от тяжести:

$$\sigma_{\text{и}} = M_{\text{и}} / (0,8 \cdot D_{\text{в}}^2 \cdot (S - C_{\text{к}}));$$

S – толщина стенки аппарата, 14 мм;

$C_{\text{к}}$ – поправочный коэффициент на коррозию, 8 мм;

$D_{\text{в}}$ – внутренний диаметр корпуса, 2,2 м.

$$\sigma_{\text{и}} = 414121,8421 \text{ Н} \cdot \text{м}^2;$$

Вес заполненного аппарата водой:

$$G = 464730 \text{ Н};$$

Отсюда изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = 93921,933 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Находим напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{и}} = 1837628,604 = 1,837628604 \text{ МПа};$$

$$[\sigma_{\text{и}}] < [\sigma_{\text{и}}]_{\text{доп}} = 146 \text{ МПа};$$

Поэтому на устойчивость корпус не проверяем.

Выбираем ширину опоры:

$$b = 0,2 \cdot D_{\text{в}};$$

$$b = 0,44 \text{ м.}$$

Находим момент сопротивления расчётного сечения стенки корпуса над опорой:

$$W = [b + 8 \cdot (S - C_k)] \cdot (S - C_k)^2 / 6;$$

$$W = 370 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

Находим напряжение на изгиб в стенке аппарата от действия реакции опоры:

$$\sigma_{\text{и}} = 0,02 \cdot P_6 \cdot D_{\text{н}} / W;$$

$$\sigma_{\text{и}} = 28 \text{ Н/м}^2;$$

$$[\sigma_{\text{и}}] > [\sigma_{\text{и}}]_{\text{доп}} = 146 \text{ МПа}$$

4. Расчет УБС

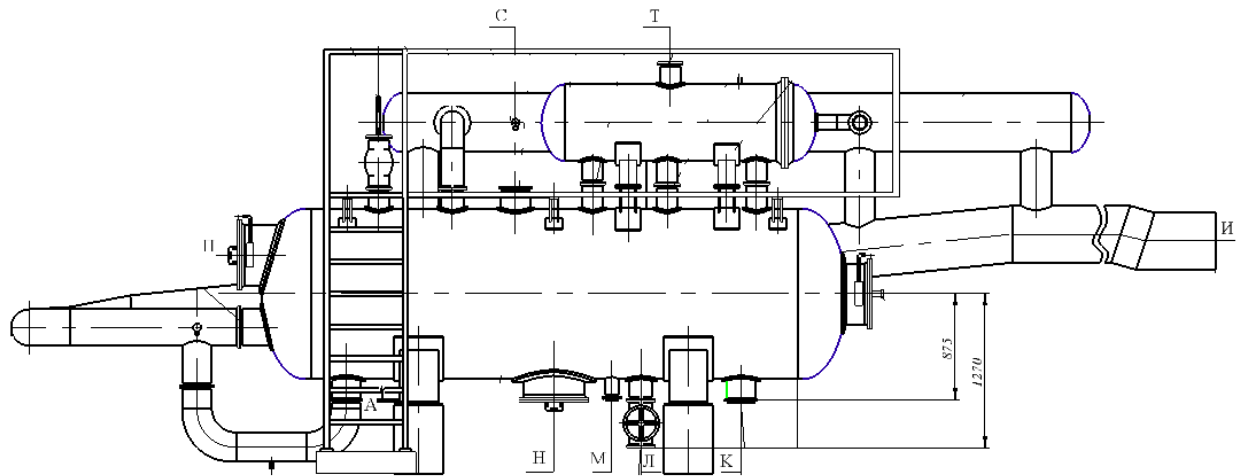


Рисунок 4.1- Установка блочная сепарационная

- И Вход продукции скважин
- К Выход нефти
- Л Дренаж
- М Для пропарки
- Н Для гидроочистки
- П Люк-лаз
- Р Сброс с предохранительного клапана
- С Для ДУЖЭ
- Т Для гидроиспытаний
- У Выход газа

4.1. Расчет толщины цилиндрической обечайки

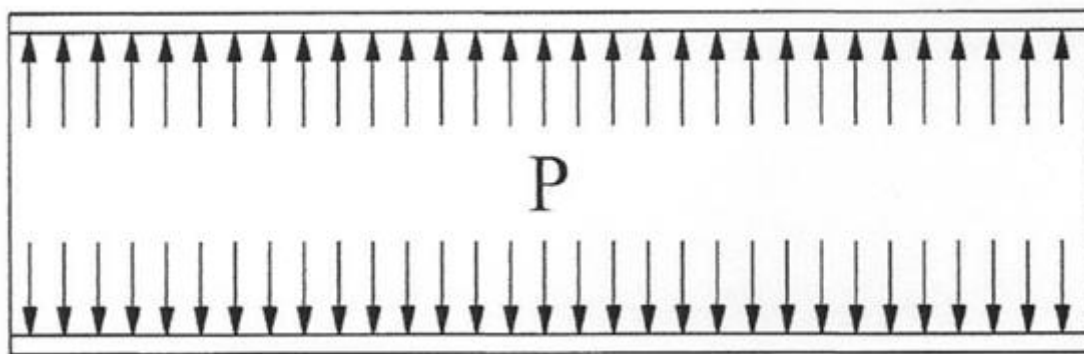


Рисунок 4.2. Распределение нагрузки на стенки обечайки УБС

Внутренний диаметр: $D = 1400 \text{ мм};$

Рабочее давление: $P = 1,6 \text{ МПа};$

Температура среды в аппарате: $T = 40^\circ \text{C};$

Плотность среды: $\rho = 860 \text{ кг} / \text{м}^3;$

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок (данные на основе конструкторских документов): $c = 2 \text{ мм};$

Материал цилиндрической обечайки сталь 09Г2С.

Коэффициент прочности продольных сварных швов [18, с.13] $\mu = 0,95$, так как принято, что шва с двусторонним сплошным проваром выполняется автоматической сваркой.

Минимальное значение предела текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.11]: $\delta_{20} = 280 \text{ МПа};$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.282]: $\delta_{20} = 170 \text{ МПа};$

Аппарат изготовлен из листового проката [18, с.10]: $\eta = 1.$

Расчет цилиндрической обечайки проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2 – 2007 [18, с.36]. расчетная температура стенки $T = T_c = 40^\circ \text{C}$, так как температура среды положительна.

Допускаемые напряжения:

в рабочем состоянии

$$\sigma_{д.р} = \eta \cdot \sigma_{40}; \quad (4.1)$$

$$\sigma_{д.р.} = 170 \text{ МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{д.н} = \frac{\sigma_T 20}{1,1}; \quad (4.2)$$

$$\sigma_{д.н} = 255 \text{ МПа}.$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях:

$$P_H = 1,25 \cdot P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р}}; \quad (4.3)$$

$$P_H = 0,33 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_{p1} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} - P}; \quad (4.4)$$

$$S_{p1} = 5,15 \text{ мм};$$

$$S_{p2} = \frac{P_H \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.н} - P_H}; \quad (4.5)$$

$$S_{p2} = 7,12 \text{ мм};$$

$$S_p = \max(S_{p1}; S_{p2}) = 7,12 \text{ мм}.$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_H = S_p + c; \quad (4.6)$$

$$S_H = 6,727 \text{ мм}.$$

Примем толщину стенки цилиндрической обечайки $S_H = 10 \text{ мм}$.

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$P_{д.р} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} \cdot (S_H - c)}{D + S_H - c}; \quad (4.7)$$

$$P_{д.р} = 1,795 \text{ МПа};$$

при испытаниях

$$P_{д.и} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.и} \cdot (S_{II} - c)}{D + S_{II} - c}; \quad (4.8)$$

$$P_{д.и.} = 2,747 \text{ МПа};$$

Таким образом,

$P < P_{д.р.}$ ($1,6 \text{ МПа} < 1,795 \text{ МПа}$) и $P_{II} < P_{д.и.}$ ($0,33 \text{ МПа} < 2,747 \text{ МПа}$) Тем самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул:

$$\frac{S_{II} - c}{D} = 2 \cdot 10^{-3}. \quad (4.9)$$

Формула для расчета применима, так как $(S_{II} - c) / D \leq 0,1$.

4.2. Расчет толщины цилиндрической обечайки каплеотбойника

Внутренний диаметр:

$$D = 630 \text{ мм};$$

Рабочее давление:

$$P = 1,6 \text{ МПа};$$

Температура среды в аппарате:

$$T = 40^\circ \text{C};$$

Плотность среды:

$$\rho = 860 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок (данные на основе конструкторских документов):

$$c = 2 \text{ мм};$$

Материал цилиндрической обечайки сталь 09Г2С.

Коэффициент прочности продольных сварных швов [18, с.13] $\mu = 0,95$, так как принято, что шва с двусторонним сплошным проваром выполняется автоматической сваркой.

Минимальное значение предела текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.11]:

$$\delta_{20} = 280 \text{ МПа};$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°С [18, с.282]: $\delta_{20} = 170 \text{ МПа};$

Аппарат изготовлен из листового проката [18, с.10]: $\eta = 1.$

Расчет цилиндрической обечайки проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2 – 2007 [18, с.36]. расчетная температура стенки $T = T_c = 40^\circ\text{C}$, так как температура среды положительна.

Допускаемые напряжения:

в рабочем состоянии

$$\sigma_{д.р} = \eta \cdot \sigma_{40}; \quad (4.10)$$

$$\sigma_{д.р.} = 170 \text{ МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{д.и} = \frac{\sigma_T 20}{1,1}; \quad (4.11)$$

$$\sigma_{д.и} = 255 \text{ МПа}.$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях:

$$P_H = 1,25 \cdot P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р}}; \quad (4.12)$$

$$P_H = 0,17 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_{p1} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} - P}; \quad (4.13)$$

$$S_{p1} = 2,17 \text{ мм};$$

$$S_{p2} = \frac{P_H \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.и} - P_H}; \quad (4.14)$$

$$S_{p2} = 3,2 \text{ мм};$$

$$S_p = \max(S_{p1}; S_{p2}) = 3,2 \text{ мм}.$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_H = S_p + c; \quad (4.15)$$

$$S_H = 4,746 \text{ мм}.$$

Примем толщину стенки цилиндрической обечайки $S_H = 6 \text{ мм}$.

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$P_{д.р} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} \cdot (S_H - c)}{D + S_H - c}; \quad (4.16)$$

$$P_{д.р} = 1,993 \text{ МПа};$$

при испытаниях

$$P_{д.и} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.и} \cdot (S_H - c)}{D + S_H - c}; \quad (4.17)$$

$$P_{д.и} = 3,051 \text{ МПа};$$

Таким образом, $P < P_{д.р}$. ($1,6 \text{ МПа} < 1,993 \text{ МПа}$) и $P_H < P_{д.и}$. ($0,17 \text{ МПа} < 3,051 \text{ МПа}$)

Тем самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул:

$$\frac{S_H - c}{D} = 2 \cdot 10^{-3}. \quad (4.18)$$

Формула для расчета применима, так как $(S_H - c) / D \leq 0,1$.

4.3. Расчет стандартных эллиптических крышек

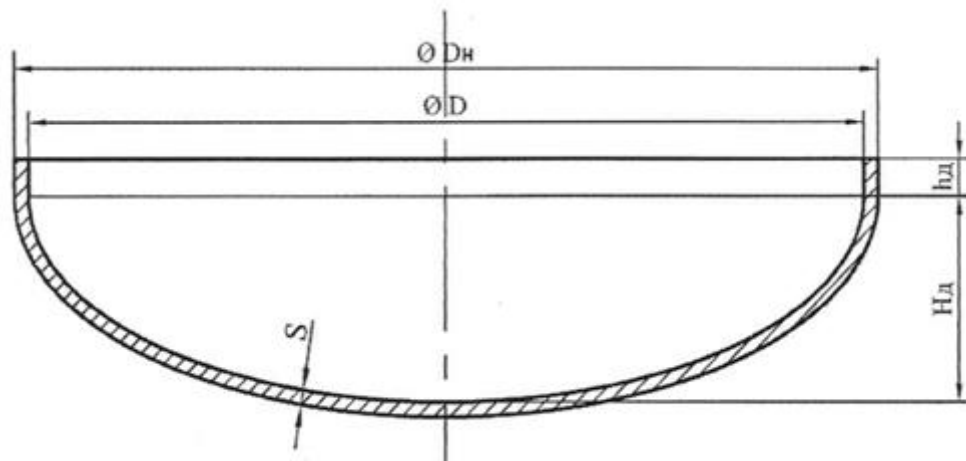


Рисунок 4.3- Крышка УБС

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок для эллиптического днища (данные на основе конструкторских документов): $c = 2\text{мм}$.

Днище изготовлено из листового проката. Материал эллиптического днища сталь 09Г2С.

Расчет эллиптического днища проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2-2007 [18, с.42].

Допускаемые напряжения определяются по формулам (6.1) и (6.2):
в рабочем состоянии

$$\delta_{д.р.} = 170\text{МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\delta_{д.и.} = 255\text{МПа}.$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях определяется по формуле (4.3):

$$P_{II} = 0,33\text{МПа}.$$

Расчетная толщина стенки эллиптического днища:

$$S_{э.р1} = 5,927\text{мм};$$

и

$$S_{э.р2} = \frac{P_{II} \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \delta_{д.и.} - 0,5 \cdot P_{II}};$$

(4.19)

$$S_{э.р2} = 7,1\text{мм};$$

$$S_{э.р.} = \max(S_{р1}; S_{р2}) = 7,1\text{мм}.$$

Исполнительная толщина стенки эллиптического днища рассчитывается по формуле (4.6):

$$S_{и.э.} = S_{э.р.} + c;$$

$$S_{и.э.} = 8,027\text{мм}.$$

Примем толщину стенки эллиптического днища $S_{и.э.} = 10\text{мм}$.

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$P_{д.р.} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \delta_{д.р.} \cdot (S_{н.э.} - c)}{D + 0,5 \cdot (S_{н.э.} - c)} \quad (4.20)$$

$$P_{д.р.} = 1,8 \text{ МПа};$$

Таким образом, $P < P_{д.р.}$ ($1,6 \text{ МПа} < 1,8 \text{ МПа}$) и

$P_{н.} < P_{д.н.}$ ($0,33 \text{ МПа} < 2,755 \text{ МПа}$). Тем самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул $0,002 \leq (S_{н.э.} - c) / D \leq 0,1$:

$$\frac{S_{н.э.} - c}{D} = 5 \cdot 10^{-3}.$$

Условие применимости формул выполняется.

4.4. Расчет укрепления отверстий в оболочках

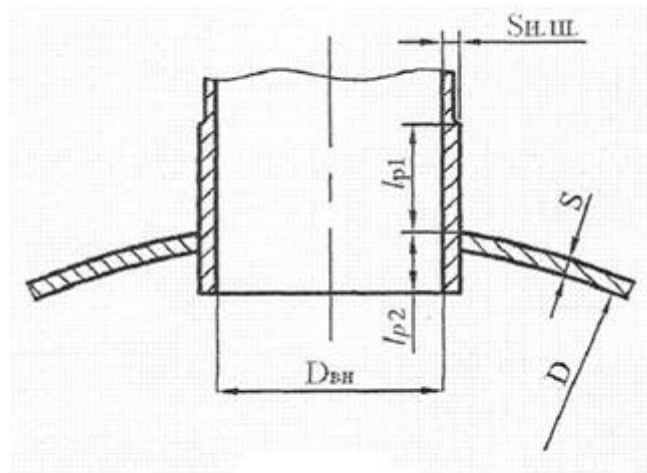


Рисунок 4.4- Укрепление отверстий УБС штуцером

Внутренний диаметр оболочки:

$$D = 1400 \text{ мм};$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_p = 7,1 \text{ мм};$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_{н.} = 10 \text{ мм};$$

Прибавка к расчетной толщине стенки:

$$c = 2 \text{ мм};$$

Штуцер изготовлен из стали 09Г2С.

Расчетное давление:

$$P_p = 1,6 \text{ МПа};$$

Температура среды в аппарате:

$$T = 40^\circ \text{C};$$

Условный диаметр штуцера (данные на основе конструкторских документов):

$$D_{\text{BH}} = 400 \text{ мм};$$

Коэффициент прочности сварных швов:

$$\mu = 0,95;$$

Корпус обечайки изготовлен из листового проката:

$$\eta = 1.$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C :

$$\sigma_{20} = 170 \text{ МПа};$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 40°C :

$$\sigma_{40} = 166,3 \text{ МПа};$$

Предел текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C :

$$\sigma_{T20} = 280 \text{ МПа};$$

Расчет укрепления отверстий проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.3-2007 [, с.76]. Расчетный диаметр цилиндрической обечайки по центру укрепляемого отверстия:

$$D_p = D; \quad (4.21)$$

$$D_p = 1400 \text{ мм}.$$

Наибольший допускаемый диаметр отверстия, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_0 = 2 \cdot \left(\frac{S_H - c}{S_P} \right) \cdot \sqrt{D_P \cdot (S_H - c)}; \quad (4.22)$$

$$d_0 = 470,5394 \text{ мм.}$$

Штуцера с условным диаметром отверстий 25 мм, 50 мм, 150 мм, 200 мм, 300 мм и 400 мм (данные на основе конструкторских документов) проверки условия укрепления не требуют. Таким образом, проведем расчет укрепления отверстия для штуцера с условным диаметром 400 мм.

Допускаемые напряжения:

в рабочем состоянии

$$\sigma_{Д.Р.} = \eta \cdot \sigma_{30};$$

$$\sigma_{Д.Р.} = 170 \text{ МПа.}$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{Д.И.} = \frac{\sigma_{T20}}{1,1};$$

$$\sigma_{Д.И.} = 255 \text{ МПа.}$$

Исполнительная толщина стенки штуцера:

$$S_{ш} = 1 \cdot S_H; \quad (4.23)$$

$$S_{ш} = 10 \text{ мм.}$$

Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента.

$$d_{0p} = 0,4 \cdot \sqrt{D_P \cdot (S_H - c)}; \quad (4.24)$$

$$d_{0p} = 42,33 \text{ мм.}$$

Давление при гидравлическом испытании рассчитывается по формуле (4.3):

$$P_H = 1,25 \cdot P_P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{Д.Р.}};$$

$$P_H = 0,17 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки штуцера определяется по формулам (4.4) и (4.5):

$$S_{1ш} = \frac{P_p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{Д.Р.} - P_p};$$

$$S_{1ш} = 5,334 \text{ мм};$$

и

$$S_{2ш} = \frac{P_H \cdot D_{BH}}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{Д.Р.} - P_H};$$

$$S_{2ш} = 7,1 \text{ мм};$$

$$S_{Р.ш.} = \max(S_{1ш}; S_{2ш}) = 7,1 \text{ мм}.$$

Диаметр отверстия: $d = 470,5394 \text{ мм}.$

Расчетная длина внешней и внутренней частей штуцера, участвующих в укреплении отверстия:

$$l_{p1} = 1,25 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (S_{ш} + c)}; \quad (4.25)$$

$$l_{p1} = 79,056 \text{ мм};$$

$$l_{p2} = 0,5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (S_{ш} + c)}; \quad (4.26)$$

$$l_{p2} = 10 \text{ мм}$$

Так как штуцер и оболочка изготовлены из одного материала (сталь 09Г2С), то

$$\chi_1 = \frac{\sigma_{Д.ШТУЦЕРА}}{\sigma_{Д.ОБОЛОЧКИ}} = 1;$$

(4.27)

$$\chi_2 = \frac{\sigma_{Д.УКРЕПЛ.КОЛЕЦ}}{\sigma_{Д.ОБОЛОЧКИ}} = 1. \quad (4.28)$$

Расчетные толщины укрепляющих накладных колец: $S_{y.p.} = 7 \text{ мм}$

Расчетная длина образующей оболочки в зоне укрепления:

$$L = \sqrt{D_p \cdot (S_{y.p.} + S_u - c)}; \quad (4.29)$$

$$L = 142,0954 \text{ мм}.$$

Условие укрепления:

$$a = [(l_{p1} + S_H - S_p - c) \cdot (S_{ш} + S_{p.ш.} - c) + l_{p2} \cdot (S_{ш} - 2 \cdot c)] \cdot \chi_1 + L \cdot (\chi_2 \cdot S_{y.p.} + S_H - S_p - c) = 876,765. \quad (4.30)$$

Расчетный диаметр круглого отверстия штуцера:

$$d_p = D_{BH} + 2 \cdot c; \quad (4.31)$$

$$d_p = 470,5394 \text{ мм.}$$

$$w = 0,5 \cdot (d_p + d_{0p}) \cdot S_p; \quad (4.32)$$

$$w = 503,763.$$

Так как, $a \geq w$ условие укрепления выполняется.

Граница применения формул:

$$d_p / D \leq 1,0 \quad (4.33) \quad \text{и} \quad S_H / D \leq 0,1 \quad (4.34)$$

$$d_p / D = 0,33 \quad \text{и} \quad S_H / D = 7,14 \cdot 10^{-3}.$$

Формулы для расчета применимы.

Примем для штуцера стандартную трубу 426x12.

Расчет штуцеров с условным диаметром 50 мм, 80 мм, 100 мм, 150 мм, 200 мм, 350 мм, 400 мм, 500 мм сведены в таблицу 4.

Таблица 4- Расчет штуцеров

	условный диаметр, мм							
	50	80	100	150	200	350	400	500
Расчетная толщина стенки $S_p, \text{мм}$	0,037	0,024	0,059	0,89	0,148	0,297	0,297	0,296
Исполнительная толщина стенки $S_H, \text{мм}$	4,137	0,324	3,036	3,011	2,948	3,097	4,397	3,016
Принятая толщина, мм	5	4,5	4	4,5	6	7	8	6

Труба	60х5	89х4, 5	108х 4	159х4, 5	219х 6	359х 7	426х 8	530х 6
-------	------	------------	-----------	-------------	-----------	-----------	-----------	-----------

Согласно ТУ 8351-076-00217298-96 штуцера в нефтегазосепараторе принимаем равными:

И – вход нефтяной эмульсии,	D=350мм;
М – выход газа,	D=150мм;
У – выход нефти,	D=200мм;
Л – для предохранительного клапана,	D=150мм;
Ф – для дренажа,	D=150мм;
Ц – для пропарки,	D=50мм;
К – люк –лаз,	D=400мм;
Ч – для очистки.	D=500мм;

4.5. Расчёт фланцевых соединений

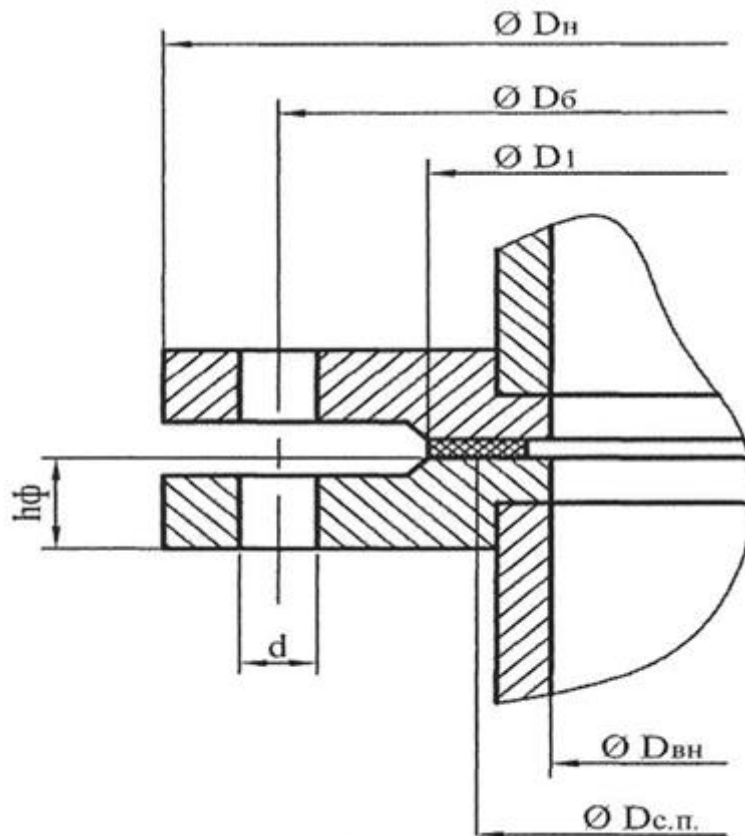


Рисунок 4.5- Фланец

Расчет фланцев проведем для штуцера с условным диаметром 500 мм.

Толщина стенки штуцера: $S = 10 \text{ мм};$

Расчетное давление: $P = 1,6 \text{ МПа};$

Температура среды в аппарате: $T = 40^\circ \text{C};$

Материал фланца – сталь 09Г2С, материал болтов – сталь 35Х.

Фланцы неизолированные, приварные встык. Материал прокладки паронит по ГОСТ 481-80 толщиной $\geq 1 \text{ мм}.$

Коэффициент прочности сварных швов: $\mu = 0,95$

Основные параметры фланца по ГОСТ 1255-54 [8]:

Внутренний диаметр штуцера: $D_{вн} = 510 \text{ мм};$

Наружный диаметр фланца [8,с.271]: $D_{н} = 595 \text{ мм};$

Диаметр болтовой окружности [8,с.271]: $D_{б} = 555 \text{ мм};$

Наружный диаметр прокладки [8,с.271]: $D_1 = 525 \text{ мм}$

Высота фланца [8,с.271]: $h_\phi = 22 \text{ мм};$

Диаметр шпилек [8,с.271]: $d = 20 \text{ мм};$

Количество болтов [8,с.271]: $n_\phi = 28;$

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок: $c = 2 \text{ мм}.$

Расчет фланцев проводится в соответствии с ОСТ 26 – 373 – 78 [18,с.92].

Средний диаметр прокладки:

Ширина прокладки [18,с.96]: $b = 12 \text{ мм};$

$$D_{c.n.} = D_1 - b; \quad (4.35)$$

$$D_{c.n.} = 513 \text{ мм}.$$

Равнодействующая внутреннего давления:

$$F_D = \frac{P \cdot \pi \cdot (D_{c.n.} \cdot 10^{-3})^2}{4}; \quad (4.36)$$

$$F_D = 0,04 \text{ МН}.$$

Реакция прокладки:

коэффициент, зависящий от материала и конструкции прокладки
[18,с.98]:

$$\kappa_{\text{пр}} = 2,5;$$

эффективная ширина прокладки при $b < 15 \text{ мм}$ определяется как [18,с.97]:

$$b_0 = b \cdot 10^{-3}; \quad (4.37)$$

$$b_0 = 0,06 \text{ м}.$$

Тогда

$$R_{\text{п}} = \pi \cdot D_{c.n.} \cdot b_0 \cdot \kappa_{\text{пр}} \cdot P \cdot 10^{-3}; \quad (4.38)$$

$$R_{\text{п}} = 0,77 \text{ МН}.$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций:

Коэффициент линейного расширения материала фланцев и болтов [18,с.286]:

$$a_{\phi} = 16,6 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^{\circ}\text{C} \text{ и } a_{\delta} = 13,1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^{\circ}\text{C},$$

Расчетная температура неизолированных фланцев [18,с.92]:

$$t_{\phi} = 0,96 \cdot T; \quad (4.39)$$

$$t_{\phi} = 38,4^{\circ}\text{C}.$$

Расчетная температура шпилек:

$$t_{\delta} = 0,95 \cdot T; \quad (4.40)$$

$$t_{\delta} = 38^{\circ}\text{C}.$$

Модуль упругости для болтов [18,с.284]: $E_{\delta} = 1,97 \cdot 10^5 \text{ МПа}.$

Расчетная площадь поперечного сечения болта по внутреннему

диаметру резьбы [18,с.98]: $f_{\delta} = 2,35 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$

толщина прокладки: $h_{\Pi} = 2 \text{ мм}.$

Диаметр отверстия под шпильку: $d_o = 23 \text{ мм}.$

Расчетная длина шпильки:

$$l_{\delta} = l_{\delta.o} + 0,28 \cdot d_o; \quad (4.41)$$

$$l_{\delta} = 367,879 \text{ мм}.$$

Податливости болтов, прокладки, фланца:

$$y_{\delta} = \frac{l_{\delta}}{E_{\delta} \cdot f_{\delta} \cdot n_{\delta}}; \quad (4.42)$$

$$y_{\delta} = 4,49 \cdot 10^{-4} \text{ м / МН}.$$

Примем толщину прокладки: $h_{\Pi} = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$

Модуль упругости прокладки [18,с.98]:

$$E_{\Pi} = 2000 \text{ МПа}.$$

Коэффициент обжатия прокладки для паронит [18,с.99]: $k_{\Pi} = 1.$

$$y_{\Pi} = \frac{k_{\Pi} \cdot h_{\Pi}}{E_{\Pi} \cdot \pi \cdot D_{c.л.} \cdot b \cdot 10^{-6}}; \quad (4.43)$$

$$y_{\Pi} = 7,074 \cdot 10^{-5} \text{ м / МН}.$$

Дополнительные размеры [18,с.95] для определения коэффициента:

$$S_1 = 10 \text{ мм} \text{ и } S_0 = 10 \text{ мм}.$$

Эквивалентная толщина втулки плоского приварного фланца:

$$S_{\text{эк}} = S_0 \cdot 10^{-3}; \quad (4.44)$$

$$S_{\text{эк}} = 0,01 \text{ м.}$$

$$\lambda_{\phi} = \frac{h \cdot 10^{-3}}{\sqrt{D_{\text{BH}} \cdot S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}}}; \quad (4.45)$$

$$\lambda_{\phi} = 0,311;$$

$$\psi_2 = \frac{(D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3} + D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3})}{(D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3})}; \quad (4.46)$$

$$\psi_2 = 7,35;$$

$$\psi_1 = 1,28 \cdot \log \left(\frac{D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3}}{D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3}} \right); \quad (4.47)$$

$$\psi_1 = 0,118;$$

$$\nu = \frac{1}{1 + 0,9 \lambda_{\phi} \cdot \left[1 + \psi_1 \cdot \frac{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^2}{S_{\text{эк}}^2} \right]}; \quad (4.48)$$

$$\nu = 0,557.$$

Угловая податливость фланца:

Модуль упругости фланца [18, с.285] для стали 09Г2С: $E = 1,97 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$

$$y_{\phi} = \frac{[1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_{\phi})] \cdot \psi_2}{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^3 \cdot E}; \quad (4.49)$$

$$y_{\phi} = 0,743.$$

$$F_{\text{T}} = \frac{y_{\phi} \cdot n_{\phi} \cdot f_{\phi} \cdot E_{\phi} \cdot (\alpha_{\phi} \cdot t_{\phi} - \alpha_{\phi} \cdot t_{\phi})}{y_{\text{н}} + y_{\phi} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\phi} \cdot 10^{-3} - D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3})^2}; \quad (4.50)$$

$$F_{\text{T}} = 9,324 \cdot 10^{-3} \text{ МН.}$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения:

$$k_{\text{жс}} = \frac{y_{\phi} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\phi} \cdot 10^{-3} - D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эк}}) \cdot (D_{\phi} \cdot 10^{-3} - D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3})}{y_{\text{н}} + y_{\phi} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\phi} \cdot 10^{-3} - D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3})^2};$$

$$k_{\text{жс}} = 1,304. \quad (4.51)$$

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:

минимальное давление обжатия прокладки [18,с.98]: $P_{\text{пп}}=10\text{МПа}$.

$$F_{\delta 11}=k_{\text{жс}} \cdot F_{\text{д}}+R_{\text{п}}; \quad (4.52)$$

$$F_{\delta 11}=0,342\text{МН}.$$

$$F_{\delta 12}=\pi \cdot D_{\text{с.п.}} \cdot b_0 \cdot P_{\text{пп}} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}; \quad (4.53)$$

$$F_{\delta 12}=0,306\text{МН}.$$

$$F_{\delta 1}=\max(F_{\delta 11}; F_{\delta 12})=0,342\text{МН}.$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{\delta 2}=F_{\delta 1}+(1-k_{\text{жс}}) \cdot F_{\text{д}}+F_{\text{т}}; \quad (4.54)$$

$$F_{\delta 2}=0,462\text{МН}$$

$$M_{01}=0,5 \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3}-D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{\delta 1}; \quad (4.55)$$

$$M_{01}=2,386 \cdot 10^{-3}\text{МН} \cdot \text{м}.$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°С [18,с.11]: $\delta_{20}=170\text{МПа}$;

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 30°С [18,с.11]: $\delta_{40}=169\text{МПа}$.

$$M_{02}=0,5 \cdot [(D_{\delta} \cdot 10^{-3}-D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{\delta 2}+(D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3}-D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3}-S_{\text{эк}}) \cdot F_{\text{д}}] \cdot \frac{\delta_{20}}{\delta_{30}};$$

$$M_{02}=2,804 \cdot 10^{-3}\text{МН} \cdot \text{м}; \quad (4.56)$$

$$M_0=\max(M_{01}; M_{02})=2,804 \cdot 10^{-3}\text{МН} \cdot \text{м}.$$

4.6. Проверка прочности и герметичности соединения

Условие прочности болтов при монтаже фланцевого соединения и в его рабочем состоянии:

допускаемое напряжение для материала болтов при 20°С [18,с.93]:

$$\delta_{\sigma 20}=230\text{МПа};$$

допускаемое напряжение для материала болтов при 40°С [18,с.93]:

$$\sigma_{\text{д}40}=230\text{МПа}.$$

$$\sigma_{Д30} = 230 \text{ МПа.} \quad (4.57) \quad \text{и} \quad \frac{F_{\phi 2}}{\eta_{\phi} \cdot f_{\phi}} < \sigma_{Д30}$$

$$\frac{F_{\phi 1}}{\eta_{\phi} \cdot f_{\phi}} = 28,199 \quad \text{и} \quad \frac{F_{\phi 2}}{\eta_{\phi} \cdot f_{\phi}} = 25,384.$$

Условие прочности шпилек выполняется.

Условие прочности неметаллической прокладки из паронита:

допускаемое давление обжатия [18, с.98]: $P_{Д} = 40 \text{ МПа.}$

$$\frac{F_{\phi \max}}{\pi \cdot D_{С.П.} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} < P_{Д}; \quad (4.58)$$

$$F_{\phi \max} = \max(F_{\phi 1}; F_{\phi 2}) = 0,106 \text{ МН}$$

$$\frac{F_{\phi \max}}{\pi \cdot D_{С.П.} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} = 5$$

Условие прочности прокладки выполняется.

Безразмерный параметр:

$$T_{\phi} = \frac{(D_{н} \cdot 10^{-3})^2 \cdot \left(1 + 8,55 \cdot \log \left(\frac{D_{н} \cdot 10^{-3}}{D_{вн} \cdot 10^{-3}} \right) \right) - (D_{вн} \cdot 10^{-3})^2}{\left[1,05 \cdot (D_{вн} \cdot 10^{-3})^2 + 1,945 \cdot (D_{н} \cdot 10^{-3})^2 \right] \cdot \left[\frac{D_{н} \cdot 10^{-3}}{D_{вн} \cdot 10^{-3}} - 1 \right]}; \quad (4.59)$$

$$T_{\phi} = 1,794 \text{ МПа.}$$

Максимальное напряжение в сечении, ограниченном размером S_o :

Так как у приварного фланца втулка цилиндрическая,

$$S_1 / S_o = 1, D_y > 20S_1 (0,4 > 20 \cdot 0,008 = 0,16), \text{ то: } f_{\phi} = 1.$$

$$\sigma_o = f_{\phi} \cdot \frac{T_{\phi} \cdot M_o \cdot \nu}{D_{БН} \cdot 10^{-3} \cdot (S_1 \cdot 10^{-3} - c)^2}; \quad (4.60)$$

$$\sigma_o = 261,878 \text{ МПа.}$$

Окружное усилие в кольце фланца:

$$\sigma_k = \frac{M_o \cdot [1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_{\phi})] \cdot \psi_2}{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^2 \cdot D_{вн} \cdot 10^{-3}}; \quad (4.61)$$

$$\sigma_k = 23,85 \text{ МПа.}$$

Напряжение во втулке от внутреннего давления:

тангенциальное:

$$\sigma_t = \frac{P \cdot D_{BH} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_o \cdot 10^{-3} - c)}; \quad (4.62)$$

$$\sigma_t = 9,856 \text{ МПа.}$$

меридиональное:

$$\sigma_m = \frac{P \cdot D_{BH} \cdot 10^{-3}}{4 \cdot (S_o \cdot 10^{-3} - c)}; \quad (4.63)$$

$$\sigma_m = 4,928 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером S_0 :

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2} - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t < \mu \cdot \sigma_{D0}; \quad (4.64)$$

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2} - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t = 262,017.$$

$$\sigma_{D0} = 0,003 \cdot E; \quad (4.65)$$

$$\sigma_{D0} = 597 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером S_0 выполняется.

Условие герметичности, определяемое углом поворота фланца:

Допускаемый угол поворота приварного в стык фланца при

$$D_y = 500 < 2000 \text{ мм}: \Theta_D = 0,009 \text{ рад.}$$

Условие герметичности:

$$\Theta < \Theta_D.$$

$$\Theta = \frac{\sigma_k}{E} \cdot \frac{D_{BH} \cdot 10^{-3}}{h_\phi \cdot 10^{-3}}; \quad (4.66)$$

$$\Theta = 1,553 \cdot 10^{-3} \text{ рад.}$$

Условие герметичности выполняется.

Расчет фланцев с условным диаметром 80мм, 100мм, 150мм, 200мм, 350мм и 500мм сведены в таблицу 5.

Таблица 5- Расчет фланцев

	Есловный диаметр корпусf, мм					
	80	100	150	200	350	500

Болтовая нагрузка: 1. В условиях монтажа; 2. В рабочих условиях.	0,048 МН 0,052 МН	0,097 МН 0,103 МН	0,097 МН 0,104 МН	0,146 МН 0,158 МН	0,199 МН 0,223 МН	0,342 МН 0,462 МН
Реакция прокладки в рабочих условиях	0,14 МН	0,017 МН	0,024 МН	0,032 МН	0,054 МН	0,077 МН
Напряжение в кольце фланца	19,189 МПа	6,553 МПа	2,227 МПа	2,716 МПа	3,341 МПа	1,946 МПа
Нагрузка от внутр/ давления	0,01 МН	0,016 МН	0,033 МН	0,056 МН	0,165 МН	0,033 МН

4.7. Расчёт седловой опоры

Аппарат расположен горизонтально, для этого подбираем седлообразные опоры.

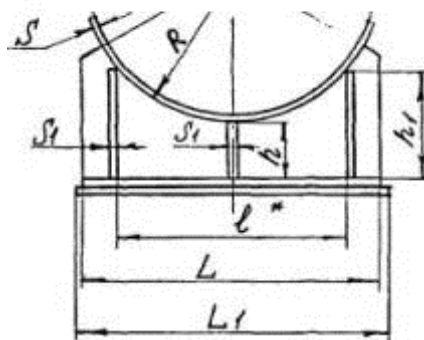


Рисунок 4.6- седловидная опора

Вес аппарата $G = 210000 \text{ Н}$.

Определяем нагрузку на каждую опору:

$$P_a = P_b = 0,5 \cdot G = 0,5 \cdot 210000 = 105000 \text{ Н}$$

Найдём приведённую длину аппарата:

$$L_{пр} = L_k + 2 L_d;$$

L_k – длина днища, приведённую к цилиндрической части корпуса;
4,02 м.

L_d – длина цилиндрической части корпуса; 0,4 м.

$$L_{\text{пр}} = 4,82 \text{ м.}$$

Рассчитываем изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = 0,0215 \cdot G \cdot L_{\text{пр}};$$

$$M_{\text{и}} = 21762,3 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Найдём напряжение на изгиб в корпусе от тяжести:

$$\sigma_{\text{и}} = M_{\text{и}} / 0,8 \cdot D_{\text{в}}^2 \cdot (S - C_{\text{к}});$$

S - толщина стенки аппарата, 10 мм;

$C_{\text{к}}$ - поправочный коэффициент на коррозию, 8 мм;

$D_{\text{в}}$ - внутренний диаметр корпуса, 1,4 м.

$$\sigma_{\text{и}} = 1508588,9 \text{ Н} \cdot \text{м}^2;$$

Вес заполненного аппарата водой:

$$G = 290000 \text{ Н};$$

Отсюда изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = 30052,7 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Находим напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{и}} = 2083289,4 = 2,083289 \text{ МПа};$$

$$[\sigma_{\text{и}}] < [\sigma_{\text{и}}]_{\text{доп}} = 146 \text{ МПа};$$

Поэтому на устойчивость корпус не проверяем.

Выбираем ширину опоры:

$$b = 0,2 \cdot D_{\text{в}};$$

$$b = 0,28 \text{ м.}$$

Находим момент сопротивления расчётного сечения стенки корпуса над опорой:

$$W = [b + 8 \cdot (S - C_{\text{к}})] \cdot (S - C_{\text{к}})^2 / 6;$$

$$W = 5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

Находим напряжение на изгиб в стенке аппарата от действия реакции опоры:

$$\sigma_{\text{и}} = 0,02 \cdot P_{\text{б}} \cdot D_{\text{н}} / W;$$

$$\sigma_{\text{и}} = 823,6 \text{ Н} / \text{м}^2;$$

$$[\sigma_{и}] > [\sigma_{и}]_{доп} = 146 \text{ МПа};$$

Следовательно требуется усилить стенку над опорой накладкой.

Требуемый момент сопротивления усиленного сечения элемента стенки:

$$W = 0,02 \cdot P_6 \cdot D_H / [\sigma_{и}]_{доп};$$

$$W = 28,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Принимаем толщину накладки:

$$S_H = 1,6 \cdot S;$$

$$S = 16 \text{ мм}.$$

Рассчитываем площадь поперечного сечения стенки корпуса:

$$F_c = [b + 8(S - C_k)] \cdot (S - C_k);$$

$$F_c = 32,53 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Рассчитываем площадь поперечного сечения площадки:

$$F_H = (b + 4 \cdot S_H) \cdot S_H;$$

$$F_H = 55,04 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Находим момент инерции площади F_c :

$$J_c = F_c \cdot (S - C_k)^2 / 12;$$

$$J_c = 2,2 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Находим момент инерции площади F_H :

$$J_H = F_H \cdot S_H^2 / 12;$$

$$J_H = 11,7 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Находим расстояние от нижней поверхности площадки, до центра тяжести площади $F_c + F_H$;

$$Y = F_c \cdot [S_H + 0,5 \cdot (S - C_k)] + 0,5 \cdot F_H \cdot S_H / F_c + F_H;$$

$$Y = 0,0127 = 0,013 \text{ м}.$$

Расчётный момент сопротивления усиленного накладкой сечения корпуса:

$$W = J_c + J_H + F_c \cdot [S_H + 0,5 \cdot (S - C_k) - y]^2 + F_H \cdot (y - 0,5 \cdot S_H)^2 / y;$$

$$W=35,684 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

$$W > W$$

Прочность обеспечена.

5 Расчет отстойника

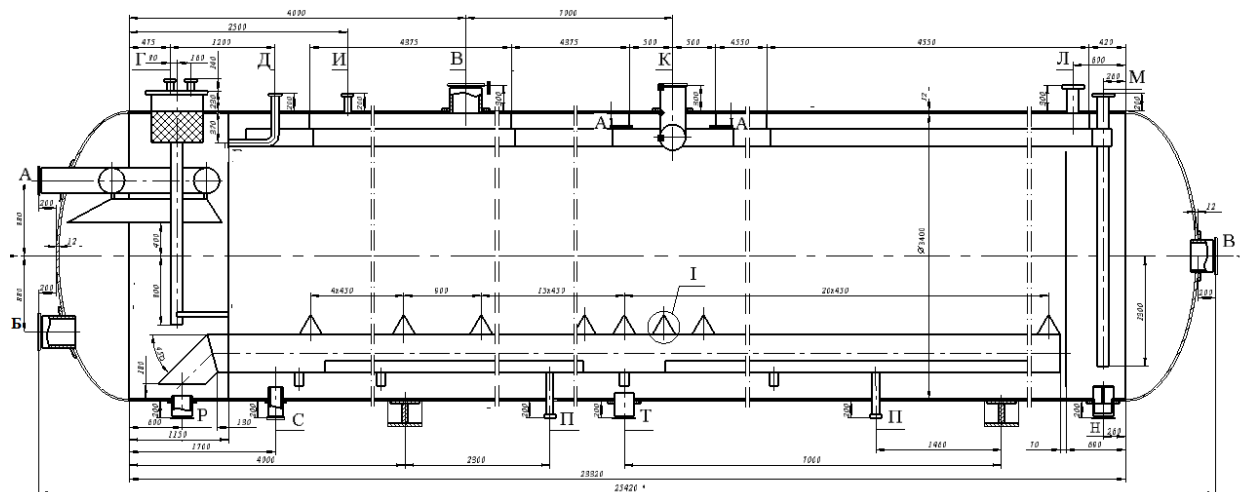


Рисунок 5.1- Отстойник горизонтальный

- А Вход нефтегазовой смеси
- Б Для регулятора уровня
- В Люк - лаз
- Г Выход газа
- Д Предохранительный вентиль
- И Воздушник
- К Выход нефти
- Л Для измерения давления
- М Для замера уровня
- Н Выход пластовой воды
- П Для пропарки
- Р Для дренажа
- С Для дренажа
- Т Для дренажа

5.1. Расчет толщины цилиндрической обечайки

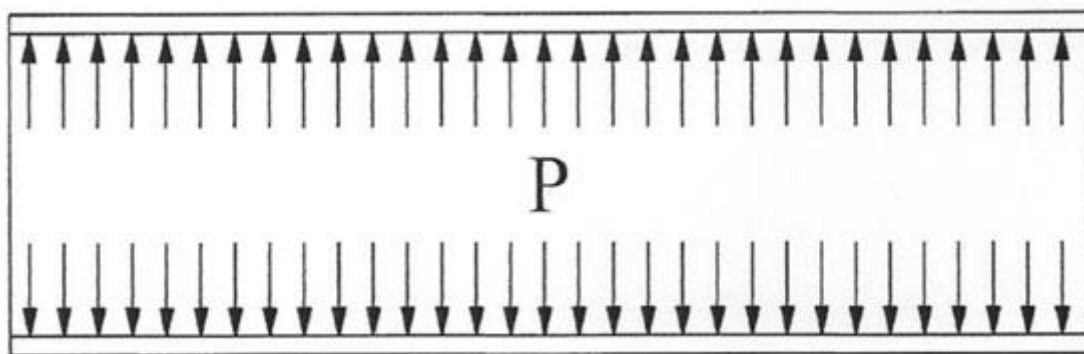


Рисунок 5.2- Распределение нагрузки на стенки обечайки ОГ

Внутренний диаметр: $D = 3370 \text{ мм}$;

Рабочее давление: $P = 0,6 \text{ МПа}$;

Температура среды в аппарате: $T = 40^\circ\text{C}$;

Плотность среды: $\rho = 860 \text{ кг / м}^3$;

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок (данные на основе конструкторских документов): $c = 2 \text{ мм}$;

Материал цилиндрической обечайки сталь 09Г2С.

Коэффициент прочности продольных сварных швов [18, с.13] $\mu = 0,95$, так как принято, что шва с двусторонним сплошным проваром выполняется автоматической сваркой.

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 40°C [18, с.11]: $\delta_{40} = 166,3 \text{ МПа}$;

Минимальное значение предела текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.11]: $\delta_{20} = 280 \text{ МПа}$;

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.282]: $\delta_{20} = 170 \text{ МПа}$;

Аппарат изготовлен из листового проката [18, с.10]: $\eta = 1$.

Расчет цилиндрической обечайки проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2 – 2007 [18, с.36]. расчетная температура стенки $T = T_c = 40^\circ\text{C}$, так как температура среды положительна.

Допускаемые напряжения:
в рабочем состоянии

$$\sigma_{д.р} = \eta \cdot \sigma_{40}; \quad (5.1)$$

$$\sigma_{д.р.} = 170 \text{ МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{д.и} = \frac{\sigma_T 20}{1,1}; \quad (5.2)$$

$$\sigma_{д.и} = 255 \text{ МПа}.$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях:

$$P_{и} = 1,25 \cdot P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р}}; \quad (5.3)$$

$$P_{и} = 0,177 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_{p1} = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} - P}; \quad (5.4)$$

$$S_{p1} = 6,29 \text{ мм};$$

$$S_{p2} = \frac{P_{и} \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.и} - P_{и}}; \quad (5.5)$$

$$S_{p2} = 8,3 \text{ мм};$$

$$S_p = \max(S_{p1}; S_{p2}) = 8,3 \text{ мм}.$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$S_{и} = S_p + c; \quad (5.6)$$

$$S_{и} = 10,3 \text{ мм}.$$

Примем толщину стенки цилиндрической обечайки $S_{и} = 11 \text{ мм}$.

Допускаемое давление:
в рабочем состоянии

$$P_{д.р} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р} \cdot (S_H - c)}{D + S_H - c}; \quad (5.7)$$

$$P_{д.р} = 0,841 \text{ МПа};$$

при испытаниях

$$P_{д.и} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.и} \cdot (S_H - c)}{D + S_H - c}; \quad (5.8)$$

$$P_{д.и} = 1,288 \text{ МПа};$$

Таким образом,

$P < P_{д.р.}$ ($0,6 \text{ МПа} < 0,841 \text{ МПа}$) и $P_H < P_{д.р.}$ ($0,177 \text{ МПа} < 1,288 \text{ МПа}$) Тем самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул:

$$\frac{S_H - c}{D} = 2,5 \cdot 10^{-3}. \quad (5.9)$$

Формула для расчета применима, так как $(S_H - c) / D \leq 0,1$.

5.2. Расчет стандартных эллиптических крышек

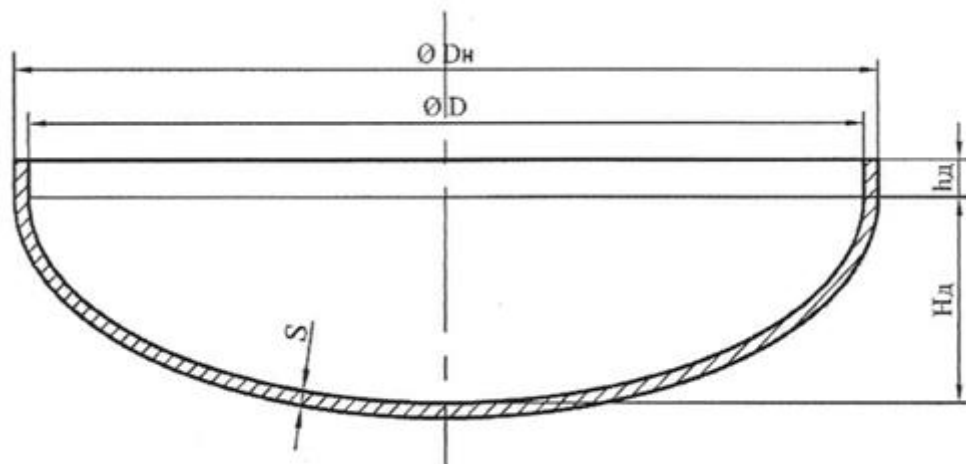


Рисунок 5.3- Крышка ОГ

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок для эллиптического днища (данные на основе конструкторских документов): $c = 2 \text{ мм}$.

Днище изготовлено из листового проката. Материал эллиптического днища сталь 09Г2С.

Расчет эллиптического днища проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.2-2007 [18, с.42].

Допускаемые напряжения определяются по формулам (5.1) и (5.2):
в рабочем состоянии

$$\delta_{д.р.} = 170 \text{ МПа};$$

при гидравлических испытаниях

$$\delta_{д.и.} = 255 \text{ МПа}.$$

Пробное давление при гидравлических испытаниях определяется по формуле (5.3):

$$P_{и} = 0,177 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина стенки эллиптического днища:

$$S_{э.р1} = 6,927 \text{ мм};$$

и

$$S_{э.р2} = \frac{P_{и} \cdot D}{2 \cdot \mu \cdot \delta_{д.и.} - 0,5 \cdot P_{и}};$$

(5.10)

$$S_{э.р2} = 8,29 \text{ мм};$$

$$S_{э.р.} = \max(S_{р1}; S_{р2}) = 8,29 \text{ мм}.$$

Исполнительная толщина стенки эллиптического днища рассчитывается по формуле (5.6):

$$S_{и.э.} = S_{э.р.} + c;$$

$$S_{и.э.} = 10,29 \text{ мм}.$$

Примем толщину стенки эллиптического днища $S_{и.э.} = 11 \text{ мм}$.

Допускаемое давление:

в рабочем состоянии

$$P_{д.р.} = \frac{2 \cdot \mu \cdot \delta_{д.р.} \cdot (S_{и.э.} - c)}{D + 0,5 \cdot (S_{и.э.} - c)} \quad (5.11)$$

$$P_{Д.Р.} = 0,842 \text{ МПа};$$

Таким образом, $P < P_{Д.Р.}$ ($0,6 \text{ МПа} < 0,842 \text{ МПа}$) и

$P_{II} < P_{Д.И.}$ ($0,177 \text{ МПа} < 1,289 \text{ МПа}$). Тем самым обеспечивается прочность обечайки сепаратора, как в рабочем состоянии, так и при гидравлических испытаниях.

Границы применения формул $0,002 \leq (S_{и.э.} - c) / D \leq 0,1$:

$$\frac{S_{и.э.} - c}{D} = 2,6 \cdot 10^{-3}.$$

Условие применимости формул выполняется.

5.3. Расчет укрепления отверстий в оболочках

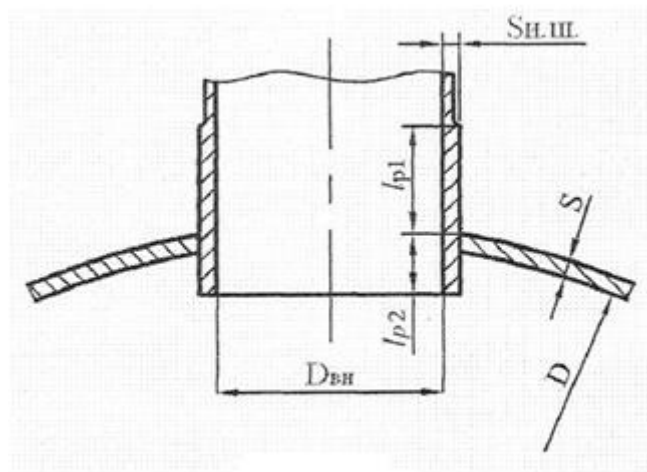


Рисунок 5.4- Укрепление отверстий ОГ штуцером

Внутренний диаметр оболочки: $D = 3370 \text{ мм};$

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки: $S_p = 8,3 \text{ мм};$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки: $S_{II} = 11 \text{ мм};$

Прибавка к расчетной толщине стенки: $c = 2 \text{ мм};$

Штуцер изготовлен из стали 09Г2С.

Расчетное давление: $P_p = 0,6 \text{ МПа};$

Температура среды в аппарате: $T = 40^\circ \text{C};$

Условный диаметр штуцера (данные на основе конструкторских документов): $D_{BH} = 500 \text{ мм};$

Коэффициент прочности сварных швов: $\mu = 0,95;$

Корпус обечайки изготовлен из листового проката: $\eta = 1.$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C : $\sigma_{20} = 170 \text{ МПа};$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 40°C : $\sigma_{40} = 166,3 \text{ МПа};$

Предел текучести для стали 09Г2С при температуре 20°C : $\sigma_{T20} = 280 \text{ МПа};$

Расчет укрепления отверстий проводится в соответствии с ГОСТ Р 52857.3-2007 [26 , с.76]. Расчетный диаметр цилиндрической обечайки по центру укрепляемого отверстия:

$$D_p = D; \quad (5.12)$$

$$D_p = 3370 \text{ мм}.$$

Наибольший допускаемый диаметр отверстия, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_0 = 2 \cdot \left(\frac{S_H - c}{S_P} \right) \cdot \sqrt{D_p \cdot (S_H - c)}; \quad (5.13)$$

$$d_0 = 491,497 \text{ мм}.$$

Штуцера с условным диаметром отверстий 25 мм, 50 мм, 150 мм, 200 мм, 300 мм и 400 мм (данные на основе конструкторских документов) проверки условия укрепления не требуют. Таким образом, проведем расчет укрепления отверстия для штуцера с условным диаметром 500 мм.

Допускаемые напряжения:

в рабочем состоянии

$$\delta_{Д.Р.} = \eta \cdot \delta_{30};$$

$$\sigma_{д.р.} = 170 \text{ МПа.}$$

при гидравлических испытаниях

$$\sigma_{д.н.} = \frac{\sigma_{т20}}{1,1};$$

$$\sigma_{д.н.} = 255 \text{ МПа.}$$

Исполнительная толщина стенки штуцера:

$$S_{ш} = 1 \cdot S_{н}; \quad (5.14)$$

$$S_{ш} = 11 \text{ мм.}$$

Расчетный диаметр отверстия, не требующий укрепления, при отсутствии избыточной толщины стенки укрепляемого элемента.

$$d_{0p} = 0,4 \cdot \sqrt{D \cdot (S_{н} - c)}; \quad (5.15)$$

$$d_{0p} = 69,66 \text{ мм.}$$

Давление при гидравлическом испытании рассчитывается по формуле (5.3):

$$P_{н} = 1,25 \cdot P_{р} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{д.р.}};$$

$$P_{н} = 0,177 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки штуцера определяется по формулам (5.4) и (5.5):

$$S_{1ш} = \frac{P_{р} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р.} - P_{р}};$$

$$S_{1ш} = 6,334 \text{ мм};$$

и

$$S_{2ш} = \frac{P_{н} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \mu \cdot \sigma_{д.р.} - P_{н}};$$

$$S_{2ш} = 8,3 \text{ мм};$$

$$S_{р.ш.} = \max(S_{1ш}; S_{2ш}) = 8,3 \text{ мм.}$$

Диаметр отверстия:

$$d = 516,6 \text{ мм.}$$

Расчетная длина внешней и внутренней частей штуцера, участвующих в укреплении отверстия:

$$l_{p1} = 1,25 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (S_{III} + c)}; \quad (5.16)$$

$$l_{p1} = 104,58 \text{ мм};$$

$$l_{p2} = 0,5 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c) \cdot (S_{III} + c)}; \quad (5.17)$$

$$l_{p2} = 10 \text{ мм}$$

Так как штуцер и оболочка изготовлены из одного материала (сталь 09Г2С), то

$$\chi_1 = \frac{\sigma_{Д.ШТУЦЕРА}}{\sigma_{Д.ОБОЛОЧКИ}} = 1; \quad (5.18)$$

$$\chi_2 = \frac{\sigma_{Д.УКРЕПЛ.КОЛЕЦ}}{\sigma_{Д.ОБОЛОЧКИ}} = 1. \quad (5.19)$$

Расчетные толщины укрепляющих накладных колец: $S_{y.p.} = 8 \text{ мм}$

Расчетная длина образующей оболочки в зоне укрепления:

$$L = \sqrt{D_p \cdot (S_{y.p.} + S_u - c)}; \quad (5.20)$$

$$L = 162,4808 \text{ мм}.$$

Условие укрепления:

$$a = [(l_{p1} + S_H - S_p - c) \cdot (S_{III} + S_{P.III} - c) + l_{p2} \cdot (S_{III} - 2 \cdot c)] \cdot \chi_1 + L \cdot (\chi_2 \cdot S_{y.p.} + S_H - S_p - c) = 977,967. \quad (5.21)$$

Расчетный диаметр круглого отверстия штуцера:

$$d_p = D_{BH} + 2 \cdot c; \quad (5.22)$$

$$d_p = 504 \text{ мм}.$$

$$w = 0,5 \cdot (d_p + d_{0p}) \cdot S_p; \quad (5.23)$$

$$w = 583,783.$$

Так как, $a \geq w$ условие укрепления выполняется.

Граница применения формул:

$$d_p / D \leq 1,0 \quad (5.24) \quad \text{и} \quad S_H / D \leq 0,1 \quad (5.25)$$

$$d_p / D = 0,14 \quad \text{и} \quad S_H / D = 2,4 \cdot 10^{-3}.$$

Формулы для расчета применимы.

Примем для штуцера стандартную трубу 530х12.

Расчет штуцеров с условным диаметром 50 мм, 150 мм, 200 мм, 250 мм, 300 мм, 350 мм и 500 мм сведены в таблицу 6.

Таблица 6- Расчет штуцеров

	условный диаметр, мм						
	50	150	200	250	300	350	500
Расчетная толщина стенки $S_p, мм$	0,037	0,111	0,148	0,196	0,222	0,297	0,297
Исполнительная толщина стенки $S_{II}, мм$	2,837	2,911	2,948	3,011	3,022	3,097	3,097
Принятая толщина, мм	5	7,5	6	6	7	7	6
Труба	60х5	165х7,5	219х6	259х6	327х7	359х7	530х6

Согласно ТУ 8351-076-00217298-96 штуцера в нефтегазосепараторе принимаем равными:

А – вход нефтяной эмульсии,	D=350мм;
Б – выход нефти,	D=200мм;
Г – выход газа,	D=150мм;
В – выход пластовой воды,	D=150мм;
Е – для предохранительного клапана,	D=200мм;
Ж – для дренажа,	D=150мм;
Л – для пропарки,	D=50мм;
С – люк –лаз,	D=500мм;
Т – для очистки.	D=300мм;

5.4. Расчёт фланцевых соединений

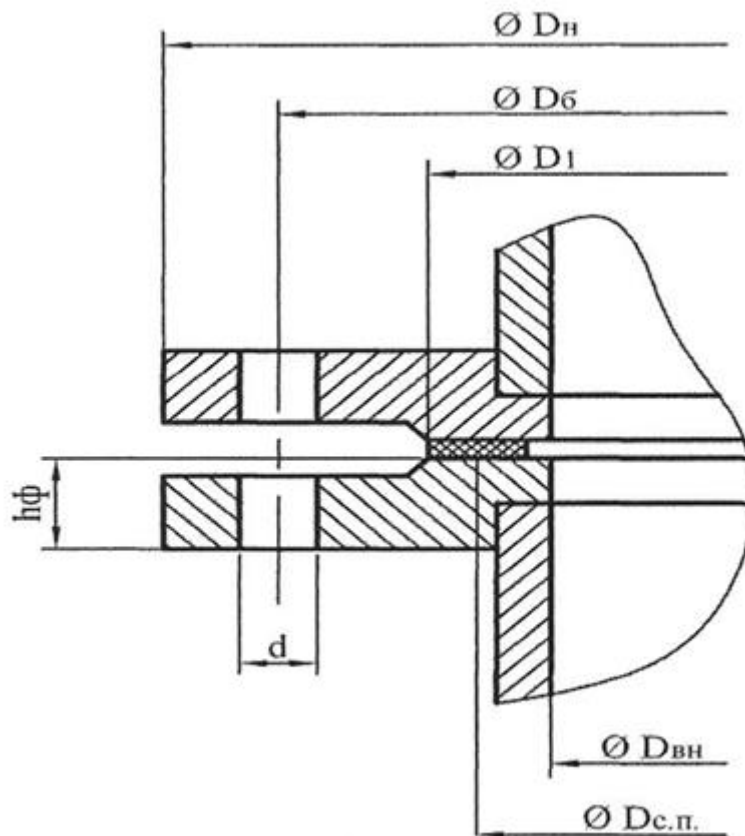


Рисунок 5.5- Фланец

Расчет фланцев проведем для штуцера с условным диаметром 500 мм.

Толщина стенки штуцера: $S = 11 \text{ мм};$

Расчетное давление: $P = 0,6 \text{ МПа};$

Температура среды в аппарате: $T = 40^\circ \text{C};$

Материал фланца – сталь 09Г2С, материал болтов – сталь 35Х.

Фланцы неизолированные, приварные встык. Материал прокладки паронит по ГОСТ 481-80 толщиной $\geq 1 \text{ мм}.$

Коэффициент прочности сварных швов: $\mu = 0,95$

Основные параметры фланца по ГОСТ 1255-54 [8]:

Внутренний диаметр штуцера: $D_{вн} = 510 \text{ мм};$

Наружный диаметр фланца [8,с.271]: $D_H = 595 \text{ мм}$;

Диаметр болтовой окружности [8,с.271]: $D_6 = 555 \text{ мм}$;

Наружный диаметр прокладки [8,с.271]: $D_1 = 525 \text{ мм}$

Высота фланца [8,с.271]: $h_\phi = 22 \text{ мм}$;

Диаметр шпилек [8,с.271]: $d = 20 \text{ мм}$;

Количество шпилек [8,с.271]: $n_6 = 20$;

Сумма прибавок к расчетным толщинам стенок: $c = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

Расчет фланцев проводится в соответствии с ОСТ 26 – 373 – 78 [18,с.92].

Средний диаметр прокладки:

Ширина прокладки [18,с.96]: $b = 12 \text{ мм}$;

$$D_{c.n.} = D_1 - b; \quad (5.26)$$

$$D_{c.n.} = 513 \text{ мм}.$$

Равнодействующая внутреннего давления:

$$F_D = \frac{P \cdot \pi \cdot (D_{c.n.} \cdot 10^{-3})^2}{4}; \quad (5.27)$$

$$F_D = 0,04 \text{ МН}.$$

Реакция прокладки:

Коэффициент, зависящий от материала и конструкции прокладки [18,с.98]:

$$\kappa_{пп} = 2,5;$$

Эффективная ширина прокладки при $b < 15 \text{ мм}$ определяется как [18,с.97]:

$$b_0 = b \cdot 10^{-3}; \quad (5.28)$$

$$b_0 = 0,012 \text{ м}.$$

Тогда

$$R_\Pi = \pi \cdot D_{c.n.} \cdot b_0 \cdot \kappa_{пп} \cdot P \cdot 10^{-3}; \quad (5.29)$$

$$R_\Pi = 0,77 \text{ МН}.$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций:

Коэффициент линейного расширения материала фланцев и болтов [18,с.286]:

$$\alpha_\phi = 16,6 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C} \text{ и } \alpha_6 = 13,1 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C},$$

Расчетная температура неизолированных фланцев [18,с.92]:

$$t_{\phi} = 0,96 \cdot T; \quad (5.30)$$

$$t_{\phi} = 28,8^{\circ}C.$$

Расчетная температура шпилек:

$$\begin{aligned} t_{\delta} &= 0,95 \cdot T; \\ t_{\delta} &= 28,5^{\circ}C. \end{aligned} \quad (5.31)$$

Модуль упругости для болтов [18,с.284]: $E_{\delta} = 1,98 \cdot 10^5 \text{ МПа}.$

Расчетная площадь поперечного сечения болта по внутреннему диаметру резьбы [18,с.98]: $f_{\delta} = 2,35 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$

толщина прокладки: $h_{\Pi} = 2 \text{ мм}.$

Диаметр отверстия под шпильку: $d_o = 23 \text{ мм}.$

Расчетная длина шпильки:

$$l_{\delta} = l_{\delta.o} + 0,28 \cdot d_o; \quad (5.32)$$

$$l_{\delta} = 334,879 \text{ мм}.$$

Податливости болтов, прокладки, фланца:

$$y_{\delta} = \frac{l_{\delta}}{E_{\delta} \cdot f_{\delta} \cdot n_{\delta}}; \quad (5.33)$$

$$y_{\delta} = 4,49 \cdot 10^{-4} \text{ м / МН}.$$

Примем толщину прокладки: $h_{\Pi} = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$

Модуль упругости прокладки [18,с.98]:

$$E_{\Pi} = 2000 \text{ МПа}.$$

Коэффициент обжатия прокладки для паронит [18,с.99]: $k_{\Pi} = 1.$

$$y_{\Pi} = \frac{k_{\Pi} \cdot h_{\Pi}}{E_{\Pi} \cdot \pi \cdot D_{c.\Pi.} \cdot b \cdot 10^{-6}}; \quad (5.34)$$

$$y_{\Pi} = 7,074 \cdot 10^{-5} \text{ м / МН}.$$

Дополнительные размеры [18,с.95] для определения коэффициента:

$$S_1 = 11 \text{ мм} \text{ и } S_0 = 11 \text{ мм}.$$

Эквивалентная толщина втулки плоского приварного фланца:

$$S_{\text{эк}} = S_0 \cdot 10^{-3}; \quad (5.35)$$

$$S_{\text{эк}} = 0,008 \text{ м.}$$

$$\lambda_{\phi} = \frac{h \cdot 10^{-3}}{\sqrt{D_{\text{BH}} \cdot S_{\text{эк}} \cdot 10^{-3}}}; \quad (5.36)$$

$$\lambda_{\phi} = 0,384;$$

$$\psi_2 = \frac{(D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3} + D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3})}{(D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3})}; \quad (5.37)$$

$$\psi_2 = 7,56;$$

$$\psi_1 = 1,28 \cdot \log \left(\frac{D_{\text{н.}} \cdot 10^{-3}}{D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3}} \right); \quad (5.38)$$

$$\psi_1 = 0,148;$$

$$\nu = \frac{1}{1 + 0,9 \lambda_{\phi} \cdot \left[1 + \psi_1 \cdot \frac{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^2}{S_{\text{эк}}^2} \right]}; \quad (5.39)$$

$$\nu = 0,577.$$

Угловая податливость фланца:

модуль упругости фланца [18, с.285] для стали 09Г2С: $E = 1,97 \cdot 10^5 \text{ МПа.}$

$$y_{\phi} = \frac{[1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_{\phi})] \cdot \psi_2}{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^3 \cdot E}; \quad (5.40)$$

$$y_{\phi} = 0,796.$$

$$F_{\text{T}} = \frac{y_{\bar{o}} \cdot n_{\bar{o}} \cdot f_{\bar{o}} \cdot E_{\bar{o}} \cdot (\alpha_{\phi} \cdot t_{\phi} - \alpha_{\bar{o}} \cdot t_{\bar{o}})}{y_{\text{н}} + y_{\bar{o}} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\bar{o}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3})^2}; \quad (5.41)$$

$$F_{\text{T}} = 9,444 \cdot 10^{-3} \text{ МН.}$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения:

$$k_{\text{жс}} = \frac{y_{\bar{o}} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\bar{o}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{BH}} \cdot 10^{-3} - S_{\text{эк}}) \cdot (D_{\bar{o}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3})}{y_{\text{п}} + y_{\bar{o}} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\bar{o}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3})^2};$$

$$k_{\text{жс}} = 1,504. \quad (5.42)$$

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:

минимальное давление обжатия прокладки [18, с.98]: $P_{\text{пп}} = 10 \text{ МПа.}$

$$F_{\delta 11} = k_{\text{жс}} \cdot F_{\text{д}} + R_{\text{п}}; \quad (5.43)$$

$$F_{\delta 11} = 0,244 \text{ МН.}$$

$$F_{\delta 12} = \pi \cdot D_{\text{с.п.}} \cdot b_0 \cdot P_{\text{пп}} \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}; \quad (5.44)$$

$$F_{\delta 12} = 0,206 \text{ МН.}$$

$$F_{\delta 1} = \max(F_{\delta 11}; F_{\delta 12}) = 0,244 \text{ МН.}$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{\delta 2} = F_{\delta 1} + (1 - k_{\text{жс}}) \cdot F_{\text{д}} + F_{\text{т}}; \quad (5.45)$$

$$F_{\delta 2} = 0,285 \text{ МН}$$

$$M_{01} = 0,5 \cdot (D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{\delta 1}; \quad (5.46)$$

$$M_{01} = 2,386 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 20°C [18, с.11]: $\delta_{20} = 170 \text{ МПа};$

Нормативное допускаемое напряжение для стали 09Г2С при температуре 40°C [18, с.11]: $\delta_{40} = 169 \text{ МПа.}$

$$M_{02} = 0,5 \cdot [(D_{\delta} \cdot 10^{-3} - D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3}) \cdot F_{\delta 2} + (D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3} - D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3} - S_{\text{жс}}) \cdot F_{\text{д}}] \cdot \frac{\delta_{20}}{\delta_{30}};$$

$$M_{02} = 2,804 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м}; \quad (5.47)$$

$$M_0 = \max(M_{01}; M_{02}) = 2,804 \cdot 10^{-3} \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

5.5 Проверка прочности и герметичности соединения:

Условие прочности болтов при монтаже фланцевого соединения и в его рабочем состоянии:

допускаемое напряжение для материала болтов при 20°C [18, с.93]:

$$\delta_{20} = 230 \text{ МПа};$$

допускаемое напряжение для материала болтов при 40°C [18, с.93]:

$$\sigma_{\text{д}40} = 230 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{д}30} = 230 \text{ МПа.} \quad (5.48) \quad \text{и} \quad \frac{F_{\delta 2}}{\eta_{\delta} \cdot f_{\delta}} < \sigma_{\text{д}40}$$

$$\frac{F_{\sigma 1}}{\eta_{\sigma} \cdot f_{\sigma}} = 28,199 \quad \text{и} \quad \frac{F_{\sigma 2}}{\eta_{\sigma} \cdot f_{\sigma}} = 25,384.$$

Условие прочности шпилек выполняется.

Условие прочности неметаллической прокладки из паронита:

допускаемое давление обжатия [18, с.98]: $P_{\text{д}} = 40 \text{ МПа}.$

$$\frac{F_{\sigma \max}}{\pi \cdot D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} < P_{\text{д}}; \quad (5.49)$$

$$F_{\sigma \max} = \max(F_{\sigma 1}; F_{\sigma 2}) = 0,106 \text{ МН}$$

$$\frac{F_{\sigma \max}}{\pi \cdot D_{\text{с.п.}} \cdot 10^{-3} \cdot b \cdot 10^{-3}} = 5$$

Условие прочности прокладки выполняется.

Безразмерный параметр:

$$T_{\phi} = \frac{(D_{\text{н}} \cdot 10^{-3})^2 \cdot \left(1 + 8,55 \cdot \log \left(\frac{D_{\text{н}} \cdot 10^{-3}}{D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3}} \right) \right) - (D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3})^2}{\left[1,05 \cdot (D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3})^2 + 1,945 \cdot (D_{\text{н}} \cdot 10^{-3})^2 \right] \cdot \left[\frac{D_{\text{н}} \cdot 10^{-3}}{D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3}} - 1 \right]}; \quad (5.50)$$

$$T_{\phi} = 1,794 \text{ МПа}.$$

Максимальное напряжение в сечении, ограниченном размером S_o :

Так как у плоского приварного фланца втулка цилиндрическая,

$$S_1 / S_o = 1, D_y > 20S_1 (0,4 > 20 \cdot 0,008 = 0,16), \text{ то: } f_{\phi} = 1.$$

$$\sigma_o = f_{\phi} \cdot \frac{T_{\phi} \cdot M_o \cdot \nu}{D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3} \cdot (S_1 \cdot 10^{-3} - c)^2}; \quad (5.51)$$

$$\sigma_o = 261,878 \text{ МПа}.$$

Окружное усилие в кольце фланца:

$$\sigma_k = \frac{M_o \cdot [1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_{\phi})] \cdot \psi_2}{(h_{\phi} \cdot 10^{-3})^2 \cdot D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3}}; \quad (5.52)$$

$$\sigma_k = 23,85 \text{ МПа}.$$

Напряжение во втулке от внутреннего давления:

тангенциальное:

$$\sigma_t = \frac{P \cdot D_{BH} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_o \cdot 10^{-3} - c)}; \quad (5.53)$$

$$\sigma_t = 9,856 \text{ МПа.}$$

меридиональное:

$$\sigma_m = \frac{P \cdot D_{BH} \cdot 10^{-3}}{4 \cdot (S_o \cdot 10^{-3} - c)}; \quad (5.54)$$

$$\sigma_m = 4,928 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером S_0 :

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2 - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t} < \mu \cdot \sigma_{D0}; \quad (5.55)$$

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2 - (\sigma_0 + \sigma_m) \cdot \sigma_t} = 262,017.$$

$$\sigma_{D0} = 0,003 \cdot E; \quad (5.56)$$

$$\sigma_{D0} = 597 \text{ МПа.}$$

Условие прочности для сечения, ограниченного размером S_0 выполняется.

Условие герметичности, определяемое углом поворота фланца:

Допускаемый угол поворота приварного в стык фланца при

$$D_y = 500 < 2000 \text{ мм}: \Theta_D = 0,009 \text{ рад.}$$

Условие герметичности:

$$\Theta < \Theta_D.$$

$$\Theta = \frac{\sigma_k}{E} \cdot \frac{D_{BH} \cdot 10^{-3}}{h_\phi \cdot 10^{-3}}; \quad (5.57)$$

$$\Theta = 2,234 \cdot 10^{-3} \text{ рад.}$$

Условие герметичности выполняется.

Расчет фланцев с условным диаметром 150мм, 200мм, 300мм, 350мм, и 500мм сведены в таблицу 7.

Таблица 7- Расчет фланцев

	корпус				
	условный диаметр, мм				
	150	200	300	350	500
Болтовая нагрузка:					
1.В условиях монтажа;	0,097 МН	0,097 МН	0,146 МН	0,146 МН	0,244 МН
2. В рабочих условиях.	0,101 МН	0,103 МН	0,161 МН	0,155 МН	0,285 МН
Реакция прокладки в рабочих условиях	0,009 МН	0,012 МН	0,017 МН	0,02 МН	0,029 МН
Напряжение в кольце фланца	2,179 МПа	1,287 МПа	1,428 МПа	1,924 МПа	1,436 МПа
Нагрузка от внутреннего избыточного давления	0,012 МН	0,021 МН	0,046 МН	0,062 МН	0,123 МН

5.6. Расчёт седловой опоры.

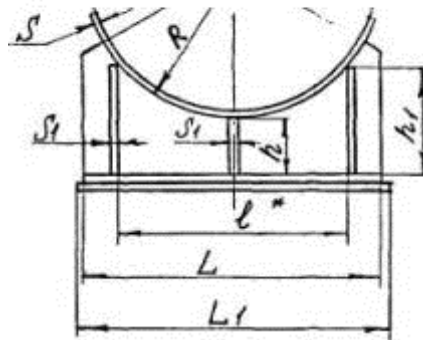


Рисунок 5.6- Седловидная опора

Аппарат расположен горизонтально, для этого подбираем седлообразные опоры.

Вес аппарата $G = 481050 \text{ Н}$.

Определяем нагрузку на каждую опору:

$$P_a = P_b = 0,5 \cdot G = 0,5 \cdot 481050 = 240520 \text{ Н}$$

Найдём приведённую длину аппарата:

$$L_{\text{пр}} = L_k + 2 L_d;$$

$L_k = 23,32 \text{ м}$ – длина днища, приведённая к цилиндрической части корпуса;

$L_d = 0,9 \text{ м}$ – длина цилиндрической части корпуса;

$$L_{\text{пр}} = 25,12 \text{ м}.$$

Рассчитываем изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = 0,0215 \cdot G \cdot L_{\text{пр}};$$

$$M_{\text{и}} = 259805,484 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Найдём напряжение на изгиб в корпусе от тяжести:

$$\sigma_{\text{и}} = M_{\text{и}} / 0,8 \cdot D_v^2 \cdot (S - C_k);$$

S - толщина стенки аппарата, 11 мм;

C_k - поправочный коэффициент на коррозию, 8 мм;

$D_{\text{в}}$ - внутренний диаметр корпуса, 3,4 м.

$$\sigma_{\text{и}} = 2754335,857 \text{ Н} \cdot \text{м}^2;$$

Вес заполненного аппарата водой:

$$G = 2481050 \text{ Н};$$

Отсюда изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = 1339965,484 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Находим напряжение на изгиб:

$$\sigma_{\text{и}} = 14205143,28 = 14,2 \text{ МПа};$$

$$[\sigma_{\text{и}}] < [\sigma_{\text{и}}]_{\text{доп}} = 146 \text{ МПа};$$

Поэтому на устойчивость корпус не проверяем.

Выбираем ширину опоры:

$$b = 0,2 \cdot D_{\text{в}};$$

$$b = 0,68 \text{ м}.$$

Находим момент сопротивления расчётного сечения стенки корпуса над опорой:

$$W = [b + 8 \cdot (S - C_{\text{к}})] \cdot (S - C_{\text{к}})^2 / 6;$$

$$W = 79 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

Находим напряжение на изгиб в стенке аппарата от действия реакции опоры:

$$\sigma_{\text{и}} = 0,02 \cdot P_{\text{б}} \cdot D_{\text{н}} / W;$$

$$\sigma_{\text{и}} = 1074 \text{ Н/м}^2;$$

$$[\sigma_{\text{и}}] > [\sigma_{\text{и}}]_{\text{доп}} = 146 \text{ МПа};$$

Следовательно, требуется усилить стенку над опорой накладкой.

Требуемый момент сопротивления усиленного сечения элемента стенки:

$$W = 0,02 \cdot P_{\text{б}} \cdot D_{\text{н}} / [\sigma_{\text{и}}]_{\text{доп}} ;$$

$$W = 581 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Принимаем толщину накладки:

$$S_{\text{н}} = 1,6 \cdot S;$$

$$S=18 \text{ мм.}$$

Рассчитываем площадь поперечного сечения стенки корпуса:

$$F_c = [b + 8(S - C_k)] \cdot (S - C_k);$$

$$F_c = 77,68 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Рассчитываем площадь поперечного сечения площадки:

$$F_H = (b + 4 \cdot S_H) \cdot S_H;$$

$$F_H = 135 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Находим момент инерции площади F_c :

$$J_c = F_c \cdot (S - C_k)^2 / 12;$$

$$J_c = 6,73 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Находим момент инерции площади F_H :

$$J_H = F_H \cdot S_H^2 / 12;$$

$$J_H = 36,45 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Находим расстояние от нижней поверхности площадки, до центра тяжести площади $F_c + F_H$;

$$Y = F_c \cdot [S_H + 0,5 \cdot (S - C_k)] + 0,5 \cdot F_H \cdot S_H / F_c + F_H;$$

$$Y = 0,014 \text{ м.}$$

Расчётный момент сопротивления усиленного накладкой сечения корпуса:

$$W = J_c + J_H + F_c \cdot [S_H + 0,5 \cdot (S - C_k) - y]^2 + F_H \cdot (y - 0,5 \cdot S_H)^2 / y;$$

$$W = 554 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

$$W > W$$

Прочность обеспечена.

6. Автоматизация

Автоматизация – это применение комплекса средств, позволяющих осуществлять производственные процессы без непосредственного участия человека, но под его контролем. Автоматизация производственных процессов приводит к увеличению выпуска, снижению себестоимости и улучшению качества продукции, уменьшает численность обслуживающего персонала, повышает надёжность и долговечность машин, даёт экономию материалов, улучшает условия труда и техники безопасности.

Управление любым технологическим процессом или объектом в форме ручного или автоматического воздействия возможно лишь при наличии измерительной информации об отдельных параметрах, характеризующих процесс или состояние объекта. Параметры эти весьма своеобразны. К ним относятся электрические (сила тока, напряжение, сопротивление, мощность и другие), механические (сила, момент силы, скорость) и технологические (температура, давление, расход, уровень и другие) параметры, а также параметры, характеризующие свойства и состав веществ (плотность, вязкость, электрическая проводимость, оптические характеристики, количество вещества и т.д.). Измерения параметров осуществляется с помощью самых разнообразных технических средств, обладающих нормированными метрологическими свойствами. Технологические измерения и измерительные приборы используются при управлении (ручном или автоматическом) многими технологическими процессами в различных отраслях народного хозяйства.

Средства измерений играют важную роль при построении современных автоматических систем регулирования отдельных технологических параметров и процессов (АСР) и особо автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП), которые требуют

представления большого количества необходимой измерительной информации в форме, удобной для сбора, дальнейшего преобразования, обработки и представления ее, а в ряде случаев для дистанционной передачи в выше-ниже стоящие уровни иерархической структуры управления различными производствами.

6.1. Средства контроля

6.1.1 Расходомеры переменного перепада давления

Расходомерами переменного перепада давления называются измерительные приборы, принцип действия которых основан на измерении перепада давления, создаваемого при протекании жидкого или газообразного вещества, через сужающее устройство, установленное внутри трубопровода.

При протекании жидкого или газообразного вещества через сужающее устройство вследствие перехода части потенциальной энергии давления в кинетическую энергию средняя скорость потока в суженном сечении повышается. В результате этого статическое давление потока после сужающего устройства становится меньше, чем перед ним. Разность этих давлений (перепад давления) зависит от расхода протекающего вещества и может служить мерой расхода.

Расходомеры переменного перепада давления получили широкое распространение как в промышленных, так и в экспериментальных измерениях благодаря присущим данному способу измерения достоинствам, к которым следует отнести:

- а) сравнительно высокую точность измерения;
- б) удобство и универсальность метода;
- в) возможность, измерения любых расходов (при некоторых ограничениях) жидкости, пара и газа, находящихся при различных температурах и давлениях;
- г) легкость -серийного изготовления приборов.

К недостаткам данного метода измерения следует отнести:

а) некоторую потерю энергии потока;

б) относительную трудность промышленного применения при малых расходах вещества, в пульсирующих потоках и потоках вещества, содержащего инородные примеси, а также потоках вещества, находящегося при параметрах, близких к равновесным.

Комплект расходомера состоит из установленного в трубопроводе сужающего устройства, соединительных (импульсных) трубок с вспомогательными устройствами (разделительными или уравнительными сосудами, запорной арматурой и т. п.) и, наконец, измерителя перепада давления — дифференциального манометра. Часто дифференциальный манометр имеет преобразователь величины перепада давления в пропорциональную электрическую величину или давление воздуха для дистанционной передачи измерения на вторичный прибор.

6.1.2 Радарные уровнемеры

Уровнемеры — это устройства, которые используются для определения уровня жидкостей, сыпучих материалов или сырья. Они повсеместно используются в современной промышленности и технике. С помощью уровнемеров можно измерить уровень нефти, бензина, топлива, кислот, пищевых продуктов (пиво, молоко, масло, квас и т.д.), сниженного газа, сточных вод, а также всевозможных сыпучих материалов (руда, зерно, цемент и многие другие). Это — чрезвычайно полезный прибор с достаточно точными показателями измерения, без которого просто не обойтись во многих сферах производства.

Принцип действия всех существующих видов радарных уровнемеров основывается на измерении времени распространения радиоволны от антенны прибора до поверхности материала и обратно.

Радарный уровнемер излучает постоянный непрерывный микроволновый сигнал по направлению к поверхности жидкости (или сыпучего материала). Отражаясь от нее, сигнал возвращается к антенне. В результате получается смешение двух сигналов: излучаемого и отраженного. Параметры смешанного сигнала анализируются с помощью специального программного обеспечения уровнемера, которое и «переводит» их на привычные для нас показатели уровня.

При выборе радарного уровнемера необходимо учитывать следующие параметры:

- погрешность измерения

- уровень чувствительности

- скорость реагирования

- простота использования

RosemountTankRadar PRO

Диапазон измерений: 0-50м

Давление в резервуаре, МПа: 0,1-5,5

Температура в резервуаре, °C: -40 +400

Температура окружающей среды, °C: -40 +70

Погрешность ± 3 мм



Рисунок 13 уронемер RosemountTankRadar PRO

6.1.3 Термометр сопротивления

Самыми распространенными типами датчиков для измерения температуры в промышленных условиях являются термометры сопротивления и термоэлектрические преобразователи или термопары. По сути оба вида датчиков являются первичными преобразователями и для получения с них значения температуры, необходимо использовать вторичные нормирующие преобразователи, либо же специальные входы модулей ввода промышленных контроллеров (ПЛК).

Термометры сопротивления – конструктивно выполняются посредством намотки проволоки из меди или платины на изоляционный каркас. Для защиты от механических повреждений и удобства монтажа термометры сопротивления заключают в защитную арматуру различного исполнения.

Принцип действия термометров сопротивления основан на изменении их электрического сопротивления от температуры объекта.

В общем виде зависимость имеет вид $R_t = R_0(1 + \alpha t)$, где R_t - сопротивление датчика при его нагревании на t градусов Цельсия; R_0 - сопротивление датчика при 0 градусов Цельсия; α - температурный коэффициент.

Изменение температуры вызывает изменение теплового колебания кристаллической решетки металла, что в свою очередь влияет на изменение электрического сопротивления датчика. То есть, чем выше температура датчика, тем выше колебания кристаллической решетки, а значит, больше и электрическое сопротивление.



Рисунок 14 – Термопреобразователь TCM-253-02

6.1.4 Интеллектуальные датчики давления

Интеллектуальные датчики давления серии Метран 100 предназначены для измерения и непрерывного преобразования в унифицированный аналоговый токовый сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART, или цифровой сигнал на базе интерфейса RS485 следующих входных величин: избыточного давления (Метран 100 ДИ); абсолютного давления (Метран 100 ДА); разрежения (Метран 100 ДВ); давления разрежения

(Метран 100 ДИВ); разности давлений (Метран 100 ДД); гидростатического давления (Метран 100 ДГ).

При деформации чувствительного элемента под воздействием входной измеряемой величины (например, давления или разности давлений) изменяется электрическое сопротивление кремниевых тензорезисторов мостовой схемы на поверхности этого чувствительного элемента. Электронное устройство датчика преобразует электрический сигнал от тензопреобразователя в стандартный аналоговый сигнал постоянного тока и/или в цифровой сигнал в стандарте протокола HART, или цифровой сигнал на базе интерфейса RS485. В памяти сенсорного блока (АЦП) хранятся в цифровом формате результаты калибровки сенсора во всем рабочем диапазоне давлений и температур. Эти данные используются микропроцессором для расчета коэффициентов коррекции выходного сигнала при работе датчика. Цифровой сигнал с платы АЦП сенсорного блока вместе с коэффициентами коррекции поступает на вход электронного преобразователя, микроконтроллер которого производит коррекцию и линеаризацию характеристики сенсорного блока, вычисляет скорректированное значение выходного сигнала датчика и далее: для датчиков с кодами МП, МП1, МП2, МП3 передает его в цифроаналоговый преобразователь (ЦАП), который преобразует его в аналоговый выходной сигнал или цифровой в стандарте HART (коды МП2, МП3); для датчиков с кодами МП4, МП5 при помощи драйвера RS485 по запросу выдает значения давления (в заданном формате) в цифровую линию связи. Для лучшего обзора жидкокристаллического индикатора (ЖКИ) и для удобного доступа к двум отделениям электронного преобразователя последний может быть повернут относительно измерительного блока от установленного положения на угол не более 90 ° против часовой стрелки.



Рисунок 15 – Метран 100-ДИ

6.1.5 Расходомеры

Для контроля и управления химическим производством большое значение имеет измерение расхода и количества различных веществ: газов, жидкостей, пульп и суспензий. Расход вещества — это его количество, протекающее через сечение трубопровода в единицу времени. Для измерения расхода веществ применяют расходомеры, основанные на различных принципах действия: расходомеры переменного и постоянного перепада давлений, переменного уровня, электромагнитные, ультразвуковые, вихревые, тепловые и турбинные. Расход сыпучих веществ обычно измеряют различными весоизмерительными устройствами.

Для измерения количества вещества применяют расходомеры с интеграторами или счетчики. Интегратор непрерывно суммирует показания прибора, а количество вещества определяют по разности его показаний за требуемый промежуток времени.



Рисунок 16 - Dymetic 1223-T

Таблица 8 – Спецификация приборов.

Контролируемые параметры, позиции	Нормы и технические показатели	Новые средства измерения	Требуемая точность измерений
Уровнемеры LA 2, 4, 12, 15 LS 3, 5, 13, 14 LT 10, 22, 24 LE 21 LRSA 25 LRCA 11, 23	1.2 – 2м 0-10.5 м До 750м	Optiflex 1300C Диапазон измерения до 40 м Области применения -Измерение уровня жидкостей в технологических резервуарах для различных химических веществ -Измерение объёма жидкостей и сыпучих веществ в резервуарах хранения Конвертер сигналов отдельного исполнения может быть установлен на расстоянии до 100 м / 328 фут от сенсора	±10 см
		AMETEK Drexelbrook Технология: ультразвуковой Среда: для жидкостей Температура процесса: МИН.: -40 °C МАКС.: 70 °C Диапазон измерения до 6 м	
		BM26 Диапазон измерения 0,3...6 м Погрешность ±10 mm Монтажное положение прибор устанавливается вертикально Температура окружающей среды -40... +200 °C	
		RosemountTankRadar PRO Диапазон измерений:0-50м Давление в резервуаре, МПа: 0,1-5,5 Температура в резервуаре, °C:-40 +400 Температура окружающей среды, °C: -40 +70 Погрешность ± 3 мм	
Давление	<6 кгс/см ²	ДМ2005	До 1,5

Контролируемые параметры, позиции	Нормы и технические показатели	Новые средства измерения	Требуемая точность измерений
PI 1 PIR 7, 17 PT 6, 16, 27 PRCA 28		Назначение: измерение избыточного и вакуумметрического давления неагрессивных к медным сплавам, некристаллизующихся жидкостей, пара и газа и замыкание или размыкание электрических цепей при достижении заданного предела давления. Диапазон показаний, измеряемая среда: ДМ 2005 – от 0 до 1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100; 160; 250; 400; 600; 1000; 1600 (жидкости, пар, газ, нефть) Класс точности манометра: 1,5 Температура окружающего воздуха: от -50° до +60°C	
		Метран-100 Измеряемые среды: жидкости, пар, газ, нефть. Диапазоны измеряемых давлений: - минимальный 0-0,04 кПа; - максимальный 0-100 МПа. Основная погрешность измерений: до $\pm 0,1\%$ от диапазона.	
		Rosemount 2088 Измеряемые среды: жидкости, пар, газ, нефть. Предел измерений: 0 до 27,58 Мпа Погрешность: $\pm 0,10\%$	
Температура TE 8, 18 TY 9, 19 TIR 20	До 80 °C	TSM-253-02 Назначение: для измерения температуры жидких и газообразных химически неагрессивных сред, а также агрессивных, не разрушающих материал защитной арматуры во взрывоопасных зонах и помещениях, в которых могут содержаться аммиак, азотоводородная смесь, углекислый или природный газы. Диапазон измеряемых температур: -50 ... 150°C (для класса допуска В); -50 ... 180°C (для класса допуска С). Поверка: периодичность - не реже одного раза в год, методика поверки - в соответствии с ГОСТ 8.461. Погрешность: 0,3%	
		ТП-2088 Диапазоны измерения температуры: -40...+200К Классы допусков: 1, 2, 3;	

Контролируемые параметры, позиции	Нормы и технические показатели	Новые средства измерения	Требуемая точность измерений
		Степень защиты от пыли и влаги: IP54, IP65 (для исполнений с соединительной головкой); IP5X (для исполнений без соединительной головки); Климатическое исполнение — группа исполнений Д2 (–50...+100 °С); Погрешность: 0,3%	
		ТСП-5071 Измеряемая среда: газ, пар, жидкости Температура окружающей среды: –45-90°С Температура среды: 0-150°С Погрешность: 0,5%	
Расходомеры FIR 29 FT 30 FE 31	26-200 м³/ч 250-3600 м³/ч 50-250 м³/ч	Rosemount 3051S Тип измерения: Дифференциальное, избыточное, абсолютное и многопараметрическое давление Погрешность: ±0,025 % Перенастройка диапазона: 200:1	
		Метран-350SFA Измеряемые среды: жидкость, газ, пар Температура измеряемой среды: –40...400°С - интегральный монтаж датчика, –184...677°С - удаленный монтаж датчика Избыточное давление в трубопроводе до 25 МПа Погрешность: ±0,8%	

7. Монтаж оборудования

7.1. Классификация оборудования по монтажным признакам

В состав современного нефтегазоперерабатывающего завода (НПЗ и ГПЗ) входят многочисленные установки различного технологического назначения. Поэтому имеется большое разнообразие оборудования этих установок.

Вместе с тем, при дальнейшем описании особенностей монтажа тех или иных аппаратов целесообразно их подразделить на классификационные группы, которые основывались бы на общности главных монтажных приемов. Классификация оборудования только по технологическому назначению не полностью характеризует особенности оборудования с точки зрения его монтажа. При монтажных работах некоторые особенности технологического назначения аппарата часто не являются определяющими, а основываются на тех или иных частных требованиях, предъявляемых к монтажу аппарата.

Часто основные монтажные приемы, применяемые к аппаратам различного технологического назначения, идентичны, в то время как для других аппаратов одинакового технологического назначения они могут быть совершенно различными.

Монтируемое оборудование классифицируется по следующим основным признакам:

- пространственному положению оборудования;
- массовым и габаритным характеристикам оборудования;
- расположению оборудования на территории технологической установки;
- рабочим условиям;
- конструктивным и технологическим особенностям оборудования.

7.2. Пространственное положение оборудования

В зависимости от положения оборудования в пространстве основные аппараты и машины можно подразделить на горизонтальные, вертикальные, наклонные и пространственные конструкции,

К горизонтальному оборудованию относятся электродегидраторы, все возможные емкости, отстойники, подогреватели с паровым пространством, теплообменники, насосы, компрессоры, кристаллизаторы, контакторы алкилирования, барабанные вакуум-фильтры и др.

Большая часть оборудования этой группы является габаритной для перевозки по железным дорогам и поэтому прибывает на монтажную площадку в полностью собранном виде. При монтаже оборудования данной группы выполняют работы по ревизии, установке в проектное положение и испытанию.

Установку на фундаменты оборудования этой группы производят главным образом с применением самоходных стреловых или тракторных кранов и редко с помощью мачт или других грузоподъемных средств.

К вертикальному оборудованию относятся емкости, колонны тарельчатые и насадочные различного технологического назначения, реакторы и регенераторы различных каталитических процессов, некоторые типы теплообменников, контакторов алкилирования, компрессоров, дымовые трубы и др.

Многие аппараты данной группы (ректификационные колонны, реакторы, регенераторы) негабаритны для перевозок по железным дорогам и их приходится доставлять на монтажную площадку в виде отдельных узлов и деталей. В связи с этим на монтажной площадке выполняют большой объем работ по сборке и сварке аппаратов.

Установку таких аппаратов осуществляют главным образом с применением мачт, порталов, гидравлических подъемников или стационарных монтажных кранов. В некоторых случаях применяют также

самоходные стреловые краны при достаточной длине стрелы и грузоподъемности. Аппараты этой группы целесообразно устанавливать в проектное положение полностью собранными и испытанными на земле или несколькими крупными блоками (при большой массе или крупных габаритах).

К наклонному оборудованию относятся различные транспортные устройства, вращающиеся цилиндрические печи (реакторы), некоторые конструкции сушилок и др.

Аппараты этой группы могут быть как габаритными, так и негабаритными для железнодорожных перевозок. При монтаже такого оборудования большой объем работ приходится выполнять по укрупнительной сборке и выверке смонтированных блоков.

Такое оборудование устанавливают с применением самоходных стреловых и башенных кранов, порталов и т. д.

К пространственному оборудованию относятся резервуары, газгольдеры, трубчатые печи, конденсаторы-холодильники погружного типа, конденсаторы воздушного охлаждения, различные металлоконструкции. Оборудование этой группы поставляют на строительную площадку в виде более или менее крупных узлов, которые затем собирают на площадке в монтажные блоки. Это оборудование целесообразно устанавливать самоходными стреловыми кранами. В некоторых случаях можно применять мачты, стрелы или другое грузоподъемное оборудование.

7.3. Массовые характеристики оборудования

Масса аппарата является важной монтажной характеристикой, которая в значительной степени обуславливает выбор метода монтажа данного аппарата и рациональные пределы укрупнительной сборки при монтаже. С увеличением массы аппарата при прочих равных условиях возрастает трудоемкость монтажа.

Среди монтируемых аппаратов основную массу составляют вертикальные аппараты.

Основное число (более 70%) составляют аппараты массой до 50 т. Однако их суммарная масса занимает лишь 35 % общей массы всех аппаратов. Число тяжеловесных аппаратов массой более 100 т относительно невелико всего около 13%, а их суммарная масса составляет около 43 % общей массы всех рассмотренных аппаратов.

К наиболее тяжелым аппаратам относятся ректификационные колонны, реакторы, регенераторы, абсорберы и другие аппараты установок и цехов большой производительности, комплектуемых агрегатами большой единичной мощности.

В настоящее время имеются грузоподъемные средства, позволяющие монтировать аппараты в полностью собранном виде массой до 1000 т. Разрабатываются грузоподъемные средства для монтажа аппаратов массой 2000 т, включая специальные краны, транспортные средства и др.

С точки зрения возможности установки в проектное положение вертикальные аппараты можно разделить по массе на следующие основные группы: до 30, 30 - 200, 200 - 400 и свыше 400 т.

Вертикальные аппараты массой до 30 т в проектное положение можно устанавливать, применяя мощные самоходные стреловые краны, например СКГ-50.

Аппараты массой 30 - 200 т монтируют, применяя спаренные самоходные стреловые краны, например СКГ-100, трубчатые и решетчатые мачты, порталы, гидравлические подъемники и др.

Монтаж аппаратов массой 200 - 400 т осуществляют с помощью мачтовых подъемников, гидравлических подъемников с использованием централизованной системы контроля и управления подъемом.

Подъем аппаратов массой более 400 т производят с помощью специальных мачтовых подъемников. Монтаж таких аппаратов наиболее

эффективно осуществляется, когда имеется комплекс механизмов, транспортных и грузоподъемных средств, обеспечивающих все этапы монтажных и транспортных работ.

7.4. Габаритные характеристики оборудования

Габаритные размеры оборудования, т. е. длина, ширина и высота или диаметр и высота, оказывают существенное влияние на состояние его поставки и на выбор метода монтажа.

Оборудование можно разделить на следующие группы:

1) габаритное, принимаемое к перевозке по железной дороге без ограничений, и определенной степени негабаритности, принимаемое к перевозке в собранном виде с ограничениями;

2) негабаритное для железнодорожных перевозок, т. е. принимаемое к перевозке по железной дороге отдельными блоками и деталями, но габаритное для транспортировки в собранном виде по шоссейным или водным путям;

3) абсолютно негабаритное, для перевозки в полностью собранном виде любым видом транспорта.

В группу оборудования, габаритного для железнодорожных перевозок, входят многие горизонтальные и вертикальные аппараты, насосы, компрессоры, фильтры и др. Эта группа наиболее многочисленна и включает основное монтируемое оборудование. Такое оборудование поставляют на монтажную площадку в полностью собранном виде. На монтажной площадке выполняют работы по установке оборудования в проектное положение и его испытанию. В отдельных случаях выполняют ревизию оборудования.

Оборудование, негабаритное для железнодорожных перевозок, включает различные ректификационные колонны, реакторы, регенераторы, дымовые трубы, трубчатые печи, конденсаторы-холодильники и др. Аппараты этой группы доставляют на монтажную площадку в виде крупных блоков или

полностью разобранными. В связи с этим на монтажной площадке приходится выполнять большой объем работ по сборке и сварке.

В некоторых случаях негабаритные для железнодорожных перевозок аппараты целесообразно перевозить по шоссейным дорогам или водным путем. Эти возможности необходимо всегда оценивать, прежде чем решать вопрос о степени готовности аппарата при поставке с машиностроительного завода.

Абсолютно негабаритные аппараты (реакторы и регенераторы каталитического крекинга в кипящем слое, вакуумные колонны установок АВТ большой мощности, камеры коксования, пространственные металлоконструкции, резервуары и др.) доставляют на монтажную площадку в виде отдельных блоков и деталей. Таким образом, для аппаратов этой группы приходится выполнять значительный объем сборочных и сварочных работ, связанных с дополнительным изготовлением аппаратов непосредственно на монтажной площадке.

Степень укрупнительной сборки аппарата на машиностроительном заводе определяется также географическим положением места строительства, наличием соответствующих грузоподъемных и транспортных средств, состоянием шоссейных дорог и водных путей и т. п.

7.5. Описание способа монтажа и расчет монтажного оборудования

Монтаж отстойника производится автокраном, а к месту монтажа - на автотранспорте.

Габаритные размеры 25420х3610х4067 мм. Подъем и установка осуществляется с помощью автокрана на открытой площадке на фундамент высотой 0,8 м.

При монтаже фундамента в нём устанавливаются фундаментные болты. Отстойник имеет две опоры, приваренные к корпусу аппарата. Горизонтальность и вертикальность фундамента выверяется уровнем и

отвесом соответственно. Установленный на фундамент отстойник так же проверяется на горизонтальность и вертикальность.

7.5.1. Расчет траверсы

Подобрать и рассчитать сечение балки траверсы, работающей на изгиб, для подъема технологической ёмкости установки блочной сепарационной массой $G_0 = 250$ т с расстоянием между канатными подвесками $l = 10000$ мм; $a = 5000$ мм.

Подсчитаем нагрузку, действующую на траверсу:

$$P = 10 \cdot G_0 \cdot k_{II} \cdot k_D = 10 \cdot 250 \cdot 1.1 \cdot 1.1 = 3025 \text{ кН};$$

Определяем изгибающий момент в траверсе:

$$M = P \cdot a = 3025 \cdot 5 = 15125 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

Требуемый момент сопротивления поперечного сечения траверсы

$$W_{TP} = M / (m \cdot 0.1 \cdot R) = 15125 \cdot 10^3 / (0.85 \cdot 0.1 \cdot 210 \cdot 10^6) = 84734 \text{ см}^3;$$

где m - коэффициент условий работы, для грузоподъемных приспособлений

$$m = 0.85;$$

R - при растяжении, сжатии, изгибе $R = 210$ МПа.

Выбираем из сортамента прокатной стали двутавр № 30 с моментом сопротивления $W = 472 \text{ см}^3$.

Определяем массу траверсы:

$$G_t = L \cdot g_t = 10 \cdot 9.3 = 93 \text{ т}$$

7.5.2. Расчёт и подбор полиспастов для монтажа отстойника

Усилие на подвижный блок полиспаста при подъёме груза:

$$P_{II} = 10 \cdot G_0,$$

где G_0 - масса поднимаемого груза, т.

$$P_{II} = 10 \cdot 25 = 250 \text{ кН}$$

Находим усилие, действующее на неподвижный блок полиспаста:

$$P_H = 1.07 \cdot P_{II}$$

$$P_H = 1.07 \cdot 250 = 267.5 \text{ кН}$$

Подбираем 2 блока по наибольшему усилию P_H со следующими характеристиками:

- тип БМ- 30;
- грузоподъемность - 30 т;
- количество роликов –3;
- диаметр роликов -400 мм;
- диаметр каната – 24мм;
- масса блока - 407 кг.

Находим усилие сбегающей ветви:

$$S_{II} = \frac{P_{II}}{m_{II} \cdot \eta}, \text{ кН};$$

где m_{II} - общее количество роликов в полиспасте, $m_{II} = 6$;

η - коэффициент полезного действия полиспаста (подшипники скольжения, с учетом одного отводного ролика), $\eta = 0.752$;

$$S_I = 250 / (6 \cdot 0.752) = 55.41 \text{ кН};$$

Определяем разрывное усилие в сбегающей ветви полиспаста и подбираем канат:

$$R_I = S_I \cdot k_{\zeta} = 55.41 \cdot 5 = 277.05 \text{ кН}.$$

Выбираем канат типа ЛК - РО конструкции 6х36 (1+7+7/7+14)+1о.с. (ГОСТ 7668 - 80) с характеристиками:

- временное сопротивление разрыву 1666 МПа;
- разрывное усилие 294 кН;
- диаметр каната 23.5 мм;
- масса 1000 м каната 2130 кг.

Подсчитываем длину каната для оснастки полиспаста:

$$L = m_{II} \cdot (h + 3.14 \cdot d_p) + l_1 + l_2, \text{ м};$$

где h -высота подъема аппарата, $h = 5$ м;

d_p - диаметр роликов в блоке, $d_p = 0.4$ м;

l_1 - длина сбегающей ветви от ролика блока до барабана лебёдки,
 $l_1 = 25$ м;

l_2 - расчетный запас длины каната, $l_2 = 10$ м.

$$L = 6 \cdot (5 + 3.14 \cdot 0.4) + 25 + 10 = 54.54 \text{ м}.$$

Подсчитываем суммарную массу полиспаста:

$$G_{\Pi} = G_B + G_K, \text{ Т};$$

где G_B - масса блока, $G_B = 814$ кг;

G_K - масса каната, кг;

$$G_K = \frac{L \cdot q_K}{1000}, \text{ Т};$$

где q_K - масса 1000 м. каната, $q_K = 1245$ кг;

$$G_K = 54.54 \cdot 1.245 / 1000 = 0.068 \text{ Т};$$

$$G_{\Pi} = 0.814 + 0.068 = 0.882 \text{ Т};$$

Определяем усилие, действующее на канат, закрепляющий неподвижный блок полиспаста:

$$P_B = 10 \cdot G_0 + 10 \cdot G_{\Pi} + S_{\Pi} + 10 \cdot G_t;$$

$$P_A = 10 \cdot 25 + 10 \cdot 0.882 + 55.41 + 10 \cdot 0.093 = 315.16 \text{ кН}.$$

Приняв канат для крепления верхнего блока полиспаста из двух ветвей и, определив коэффициент запаса прочности $k_3 = 6$, как для стропа, подсчитываем разрывное усилие в каждой ветви крепящего каната:

$$R_K = P_A \cdot k_3 / 2 = 315.16 \cdot 6 / 2 = 945.48 \text{ кН}.$$

По найденному R_K подбираем канат типа ЛК - РО конструкции 6х36 (1+7+7/7+14)+1 о.с. (ГОСТ 2688-80), закрепляющий верхний неподвижный блок полиспаста, с характеристиками:

- временное сопротивление разрыву 1568 МПа;
- разрывное усилие 1005 кН;
- диаметр каната 44.5 мм;
- масса 1000 м каната 7770 кг.

7.5.3. Расчет канатных стропов

Определяем натяжение в одной ветви стропа:

$$S = \frac{P}{m \cdot \cos \alpha}, \text{ кН};$$

где P - расчетное усилие, приложенное к стропу без учета коэффициента перегрузки и динамичности, кН;

$$P = G_0 \cdot g, \text{ кН};$$

G_0 - масса аппарата, $G_0=25$ т;

g - ускорение свободного падения, $g = 10$ м/с²;

$$P = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кН}.$$

m - общее количество ветвей стропа, $m = 4$;

α - угол между направлением действия усилия и ветвью стропа, $\alpha=35^\circ$;

$$S = \frac{250}{4 \cdot \cos 35^\circ} = 76.22 \text{ кН}.$$

Находим разрывное усилие ветви стропа:

$$R_K = S \cdot k_3, \text{ кН};$$

где k_3 - коэффициент запаса прочности, $k_3=6$;

$$R_K = 76.22 \cdot 6 = 457.32 \text{ кН}.$$

По найденному разрывному усилию подбираем канат типа ЛК-РО конструкции

6х 19 (1+ 6 + 6/6) +1о.с. (ГОСТ 2688 - 80) с характеристиками:

- временное сопротивление разрыву 1568 МПа;
- разрывное усилие 99 кН;
- диаметр каната 14 мм;
- масса 1000 м каната 728 кг.

Монтаж отстойника производим с помощью автомобильного крана МКТ- 40. Технические характеристики:

- грузоподъемность 40 т;
- длина стрелы 35 м;

- высота подъёма крюка 39.5 м;
- скорость подъёма груза 0.24-30.9 м/мин.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
4KM61	Быков Артём Юрьевич

Институт	ИШНПР	Отделение	НОЦ Н.М. Кижнера
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	14.08.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1 Расчет производственной мощности
Разработка устава научно-технического проекта	2 Режим работы персонала
Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	3 Расчет амортизационных отчислений
Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	4 Расчет себестоимости
	5 Расчет технико-экономических показателей
	6 Расчет точки безубыточности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Калькуляция себестоимости товарной нефти
Графики определения точки безубыточности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM61	Быков Артём Юрьевич		

8 Экономика

8.1. Расчет производственной мощности

Расчет производственной мощности для непрерывного производства

$$M = P_{\text{ТЕХН}} \cdot T_{\text{ЭФФ.Г}} \cdot n, \quad (9.1)$$

где: М - производственная мощность, м³/ч; P_{ТЕХН} - техническая норма производительности; n - количество единиц оборудования;

В общем виде величина эффективного времени выразится следующим образом:

$$T_{\text{ЭФФ.Г}} = T_{\text{КАЛ}} - T_{\text{ППР}}, \quad (9.2)$$

где: T_{КАЛ} - календарный фонд работы оборудования, T_{КАЛ} = 8760 ч;

T_{ППР} - время на ремонтные простои, T_{ППР} = 1860 (см. табл. 9);

По формуле (9.2) находим эффективное время работы оборудования:

$$T_{\text{ЭФФ.Г}} = 8760 - 1860 = 6900 \text{ ч}$$

$$M = 6900 \cdot 0.15 \cdot 2 = 2070 (\text{тыс. м}^3)$$

Коэффициент экстенсивности:

Он характеризуется использованием основного оборудования по времени:

$$K_{\text{ЭКСТ}} = \frac{T_{\text{ЭФФ.Г}}}{T_{\text{КАЛ}}} = \frac{6900}{8760} = 0.79 \quad (9.3)$$

Коэффициент интенсивности:

Характеризует использование оборудования по производительности.

$$K_{\text{ИНТ}} = \frac{P_{\text{ФАКТ}} \cdot K_{\text{Р}}}{P_{\text{ТЕХН}} \cdot K_{\text{УСТ}}} = \frac{150 \cdot 26}{150 \cdot 26} = 1 \quad (9.4)$$

где: P_{ФАКТ} - фактическая производительность, P_{ФАКТ} = 150 м³/ч;

P_{ТЕХН} - техническая норма производительности, P_{ТЕХН} = 150 м³/ч;

K_Р - количество работающего оборудования;

K_{УСТ} - количество установленного оборудования.

Коэффициент мощности:

$$K_M = K_{\text{ИНТ}} \cdot K_{\text{ЭКСТ}} = 0.79 \cdot 1 = 0.79 \quad (9.5)$$

Годовая программа выпуска:

$$N_{\text{ГОД}} = K \cdot M \quad (9.6)$$

где: K_M - коэффициент мощности, $K_M = 0.79$;

M - производственная мощность, $M = 5750$ тыс. м /год;

$$N_{\text{ГОД}} = 2070 \cdot 0.79 = 1635.3 \text{ тыс. м}^3/\text{год}.$$

8.2. Режим работы персонала

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) работает непрерывно, бригада формируется по принципу сменности. Согласно заводским данным график сменности является четырех бригадным. График сменности представляет собой изображение очередности выхода работающих на работы, А, Б, В, Г - условное обозначение бригад. Основные рабочие на производстве работают в двухсменном режиме, первая смена работает с 8.00 до 20.00 ч., а вторая смена работает с 20.00ч. до 8.00 ч. Основные рабочие работают вахтовым методом. Первая вахта работает с 25 числа по 9 число текущего месяца, а вторая группа вахтовиков работает с 10 числа по 24 число.

График двухсменного четырех бригадного режима работы на январь 2008 года приведен в таблице 10.

Штатное расписание ЦППН приведено в таблице 11.

Для эффективного фонда рабочего времени составим баланс времени одного среднесписочного рабочего.

Эффективное количество часов работы одного среднесписочного рабочего определяется:

$$T_{\text{ЭФФ.РАБ}} = T_{\text{КАЛ}} - T_{\text{ВЫХ}} - T_{\text{ПЛ.ПОТ}} \quad (9.7)$$

где: $T_{\text{КАЛ}}$ - календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего, ч;

$T_{\text{ПЛ.ПОТ}}$ - время плановых потерь, ч.;

$T_{\text{ВЫХ}}$ - число нерабочих часов в выходные дни, ч.

На производстве организованы две вахты по 2 смены каждая. Каждая смена работает 12 часов с компенсацией за работу в выходные дни. Это достигается применением четырех бригадного графика сменности.

Длительность сменоборота:

$$T_{\text{см.об}} = a \cdot v \quad (9.8)$$

где: $T_{\text{см.об}}$ - длительность сменоборота, дней;

a - количество бригад;

v - число дней, в течении которых бригада работает в одну смену.

Количество выходных дней:

Дни в течении которых бригада работает в одну смену :

$$T_{\text{вых}} = \frac{T_{\text{кал}} \cdot n}{T_{\text{см.об}}} \quad (9.9)$$

где: $T_{\text{вых}}$ - количество выходных дней;

$T_{\text{кал}}$ - календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего;

$T_{\text{см.об}}$ - длительность сменоборота;

n - количество выходных дней за сменоборот.

Одна смена работает 15 дней, один день залета, один день вылета.

$$T_{\text{вых}} = \frac{365 \cdot 3}{8} = 137$$

Продолжительность рабочих смен в сменобороте находим по следующей формуле:

$$T_{\text{раб.см}} = t_{\text{см}} - t_{\text{вых}} \quad (9.10)$$

где: $t_{\text{см}}$ - продолжительность рабочих смен в сменобороте;

$t_{\text{вых}}$ - количество выходных дней.

$$T_{\text{раб.см}} = 8 - 3 = 5$$

Номинальный фонд рабочего времени:

$$T_{\text{раб}} = \frac{T_{\text{кал}} \cdot T_{\text{раб.см}}}{t_{\text{см}}} = \frac{365 \cdot 5}{8} = 228 \quad (9.11)$$

Таблица 12 Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего.

Показатели	Дней	Часы
Календарный фонд рабочего времени, $T_{КАЛ}$	365	8760
Выходные дни, $T_{ВЫХ}$	137	3288
Номинальный фонд рабочего времени, $T_{РАБ}$	228	5472
Очередные и дополнительные отпуска	36	864
Невыходы по болезни	7	168
Выполнение государственных обязанностей	1	24
Отпуск по учебе без отрыва от производства	1	24
Итого по отпуску	45	1080
Эффективный фонд рабочего времени	183	4392

Находим количество производственного персонала работающего посменно:

$$H_{ЯВ} = H_{ШТ} \cdot S \quad (9.12)$$

где: $H_{ЯВ}$ - явочная численность производственного персонала, работающего посменно;

S - число смен, $S = 4$.

$$H_{ЯВ} = 32 \cdot 4 = 128$$

Списочная численность:

$$H_{СП} = H_{ЯВ} \cdot K_{ПЕР} \quad (9.13)$$

где: $K_{ПЕР}$ - коэффициент перехода от явочной численности к списочной.

$$K_{ПЕР} = \frac{T_{ЭФФ.ОБ}}{T_{ЭФФ.РАБ}} \quad (9.14)$$

где: $T_{\text{ЭФФ.ОБ}} = 6900$ часа, (см. табл. 13).

$T_{\text{ЭФФ.РАБ}}$ - эффективный фонд рабочего времени одного среднесписочного рабочего, $T_{\text{ЭФФ.РАБ}} = 4392$ часа.

$$K_{\text{ПЕР}} = \frac{6900}{4392} = 1.571$$

По формуле (9.13) списочная численность равна:

$$H_{\text{СП}} = 128 \cdot 1.571 = 201 \text{ (человек)}$$

8.3. Организация оплаты труда

В нефтегазодобывающем управлении (НГДУ Васюганнефть) оплата труда рабочих повременно-премиальная, на основе часовых тарифных ставок, установленных и утвержденных на предприятии, присвоенных квалификационных разрядов (семнадцатиразрядная сетка) и фактически отработанного времени.

Труд руководителей, специалистов и служащих оплачивается согласно установленной разрядной таблицы за фактически отработанное время.

Рабочим руководителям и специалистам работа в ночное время оплачивается в повышенном размере на 40% и в вечернее время на 20%. Компенсационная доплата выплачивается в размере 10% за тяжелые условия труда.

На месторождении выплачивается надбавка в размере 75% взамен суточных.

Работа в праздничные дни оплачивается работникам, труд которых оплачивается по часовым тарифным ставкам - в размере двойной часовой тарифной ставки.

Тарифный фонд заработной платы рассчитывается на основе тарифной сетки (таблица 11).

Для примера приведен расчет месячной заработной платы оператора обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН четвёртого разряда.

Заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{ОСН} = Z_{ТАР} + D_{НОЧ} + D_{ПРАЗД} + D_{ПРЕМ} + D_{Р.К.} + D_{СУТ} + D_{УСЛ.ТР.} \quad (9.15)$$

где: $Z_{ТАР}$ - тарифная ЗП, руб.;

$D_{НОЧ}$ - доплата за работу в ночное время, руб.;

$D_{ПРАЗД}$ - доплата за работу в праздничные дни, руб.;

$D_{ПРЕМ}$ - премиальная ЗП, руб.;

$D_{Р.К.}$ - районный коэффициент, руб.;

$D_{СУТ}$ - доплата взамен суточных, руб.;

$D_{УСЛ.ТР.}$ - компенсационная доплата за условия труда, руб.

Тарифная заработная плата рассчитывается:

$$Z_{ТАР} = T_{СТ} \cdot T_{ФАК} \cdot N \quad (9.16)$$

где: $T_{СТ}$ - тарифная ставка данной категории рабочих, $T_{СТ} = 15.29$ руб./ч;

$T_{ФАК} = 192$ ч. за смену;

N - количество рабочих данной категории, человек, $N = 8$

$$Z_{ТАР} = 15.29 \cdot 192 \cdot 8 = 23485.44 (\text{руб.})$$

Доплата за работу в ночное время

$$\begin{aligned} D_{НОЧ} &= 0.4 \cdot T_{СТ} \cdot T_{НОЧ} \cdot N, \\ D_{НОЧ} &= 0.4 \cdot 15.29 \cdot 96 \cdot 8 = 4697.09 \end{aligned} \quad (9.17)$$

Доплата в праздничные дни:

$$D_{ПРАЗД} = T_{ПРАЗД} \cdot T_{СТ} \cdot 2 \cdot N, \quad (9.18)$$

где: $T_{ПРАЗД}$ - количество часов, отработанное в праздники, ч; (31 декабря, 1,2 января – $T_{ПРАЗД} = 36$ часов)

$$D_{ПРАЗД} = 36 \cdot 15.29 \cdot 2 \cdot 8 = 4403.52 (\text{руб.})$$

Премиальная ЗП:

$$D_{ПРЕМ} = Z_{ТАР} \cdot P_{ПРЕМ} / 100\% \quad (9.19)$$

где: $Z_{ТАР}$ - тарифная ЗП, руб.;

$P_{ПРЕМ}$ - премиальные %, за январь 2004 года $P_{ПРЕМ} = 80$ %.

$$D_{ПРЕМ} = 23485.44 \cdot 80 / 100 = 18788.35 (\text{руб.})$$

Доплата взамен суточных:

$$D_{CUT} = Z_{TAP} \cdot \frac{75}{100},$$

$$D_{CUT} = 23485.44 \cdot \frac{75}{100} = 17614.08(\text{руб.})$$

(9.20)

Компенсационная доплата за тяжелые условия труда:

$$D_{УСЛ.ТР.} = Z_{TAP} \cdot 10/100,$$

$$D_{УСЛ.ТР.} = 23485.44 \cdot 0.1 = 2348.54(\text{руб.})$$

(9.21)

И так по формуле (9.15), основная ЗП 8 операторов обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН за январь месяц составит:

$$Z_{ОСН} = 23485.44 + 4697.09 + 4403.52 + 18788.35 + 17614.08 + 2348.54 = 71337.02(\text{руб.})$$

$$ЗП = Z_{ОСН} + Z_{ДОП},$$

(9.22)

где: $Z_{ОСН}$ - основная ЗП, руб.;

$Z_{ДОП}$ – дополнительная ЗП, руб.;

$$Z_{ДОП} = Z_{ОСН} \cdot K / T_{КАЛ},$$

(9.23)

где: K - число законных невыходов, дни;

$T_{КАЛ}$ - календарный фонд работы одного среднесписочного рабочего, дней,

$$T_{КАЛ} = 365;$$

$$Z_{ДОП} = 71337.02 \cdot 45 / 365 = 8794.98(\text{руб.})$$

ЗП 8 операторов обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН за 1 месяц составит:

$$ЗП = 71337.02 + 8794.98 = 80131.99(\text{руб.})$$

Аналогично производится расчет месячного фонда ЗП всех работающих в ЦППН. Месячный и годовой фонд ЗП представлен в таблице 14.

Таблица 14. Фонд заработной платы.

№	Наименование	Численность, чел.	МФЗП, руб.	ГФЗП, руб.
1	Инженерно – технические работники (ИТР)	67	1454603	17455236

2	Основные рабочие (ОР)	40	474475	5693700
3	Вспомогательные рабочие (ВСР)	80	992481	11909772
4	Младший обслуживающий персонал (МОП)	14	115311	1383732
5	Итого по ЦППН	201	3036870	36442440

8.4. Расчет амортизационных отчислений

В качестве сырья используется нефть, поступающая из скважин и дожимной насосной станции. В таблице 15 приведена структура основных производственных фондов ЦППН.

Рассмотрим принцип расчета амортизационных отчислений на январь месяц 2005 года на примере установки блочной сепарационной.

$$A_p = H_a \cdot \Phi_{\text{восст}} / 100, \quad (9.24)$$

где: H_a - норма амортизационных отчислений, %. Для установки блочной сепарационной $H_a = 10 \%$;

$\Phi_{\text{восст}}$ - полная восстановительная стоимость УБС, руб. $\Phi_{\text{восст}} = 1200000$ руб.

$$A_p = 10 \cdot 1200000 / 100 = 120000 \text{ (руб.)}$$

Сумма месячных амортизационных отчислений установки блочной сепарационной составляет:

$$A_{pm} = A_p / 12, \quad (9.25)$$

$$A_{pm} = 120000 / 12 = 10000 \text{ (руб.)}$$

Аналогично рассчитывается сумма месячных амортизационных отчислений для любых видов основных средств с учетом их норм амортизации и полной восстановительной стоимости.

8.5. Расчет себестоимости

Расчет себестоимости приведен в таблице 16

Общезаводской расход составляет 27% к цеховой себестоимости.

Коммерческий расход составляет 12% к заводской себестоимости.

Внутризаводское перемещение грузов-4-5% от стоимости оборудования.

Постоянные затраты:

Затраты, которые не меняются от изменения объема выпускаемой продукции (арендная плата за помещение, амортизация основных производственных средств, износ нематериальных производственных средств и т.д.). По таблице 16 находим постоянные затраты, пункты 2-4.9 = 90694204 руб.

Переменные затраты:

Затраты, которые изменяются от объема производства. Из таблицы 16 переменные затраты составляют 1 пункт = 43026786.8 руб. и пункт 5=1762056 руб.

$$З_{ПЕР} = 430267868 + 1762056 = 447888428 \text{ руб.}$$

Налоги:

1). Налог на имущество - 2% от зданий и сооружений (таблица 15)

$$H_{ИМ} = 0.02 \cdot 105119901 = 2102398 \text{ руб.}$$

2). Налог на содержание жилищного фонда - 1,5 %

$$H_{Ж.Ф.} = 0.015 \cdot B \quad (9.26)$$

С помощью затратного метода найдем цену продукции за 1 м^3 , а затем подсчитаем выручку:

$$Ц = C \cdot (1 + R/100), \quad (9.27)$$

где: C - полная себестоимость, руб.; R - рентабельность, 20 %.

$$Ц = \frac{1354830468 \cdot (1 + 20/100)}{1635300} = 99.42 \text{ руб.}$$

Принимаем цену на нефть за 1 м^3 1000 рублей, что в 7.7 раз меньше, чем на мировом рынке.

$$B = Ц \cdot N_{\text{год}}, \quad (9.28)$$

где: $N_{\text{год}}$ – выпуск продукции за год, млн. м^3 .

$$B = 1000 \cdot 1635300 = 1635300000 \text{ руб.}$$

$$H_{ж.ф.} = 0.015 \cdot 1635300000 = 24529500 \text{руб.}$$

3). Налог на доходы:

$$H_d = 0.2 \cdot PP \quad (9.29)$$

где: H_d - налог на доходы; PP - прибыль, руб.;

$$PP = B - C_{с\text{еб}} \quad (9.30)$$

где: B - выручка, руб.;

$C_{с\text{еб}}$ - себестоимость, руб.

$$PP = 1635300000 - 1354830468 = 1499816953 \text{руб.}$$

$$H_d = 0.24 \cdot 1499816953 = 359956068 \text{руб.}$$

Таблица 17 Поток реальных денег за 2007 год.

№	Показатели	2007 год
1	Объем выпуска продукции, м ³ .	1635300
2	Цена за 1 м ³ , руб.	1000
3	Выручка от реализации, руб.	1635300000
4	Переменные затраты, руб.	44788842.8
5	Постоянные затраты, руб.	90694204
6	Амортизация зданий, руб.	3661053
7	Амортизация оборудования, руб.	2148752
8	Прибыль до вычета налогов, руб.	1499816953
9	Налоги и сборы, руб.	386587966
10	Чистая прибыль, руб.	1113228987
11	Амортизация, руб.	5809805
12	Чистый поток от операционной деятельности, руб.	1119038792

8.6. Расчет технико-экономических показателей

1) Фондоотдача

$$\Phi_O = B / C_{OCH}, \quad (9.31)$$

где: В - объем выручки от реализации, руб.;

C_{осн} - среднегодовая стоимость ОПФ, руб., (таблица 15)

$$\Phi_O = 163530000 / 160511343 = 10.8 \text{ руб/руб}$$

2) Фондоемкость:

$$\Phi_E = C_{OCH} / B, \quad (9.32)$$

$$\Phi_E = 160511343 / 1635300000 = 0.1 \text{ руб.}$$

3) Фондовооруженность:

$$\Phi_B = C_{OCH} / H_{СП}, \quad (9.33)$$

H_{СП} - списочная численность работников, человек.

$$\Phi_B = 160511343 / 201 = 7985639 \text{ руб/чел}$$

4) Уровень рентабельности продукции

$$P = \frac{ПР}{C} \cdot 100\%, \quad (9.34)$$

где: ПР - прибыль от реализации продукции, руб.;

С - себестоимость товарной продукции, руб/руб.

$$P = \frac{1499816953}{1354830468} \cdot 100\% = 11,07\%$$

Уровень рентабельности продаж

$$P = \frac{ПР}{B} \cdot 100\%, \quad (9.34)$$

где: ПР - прибыль от реализации продукции, руб.;

С - выручка, руб.

$$P = \frac{1499816953}{1635300000} \cdot 100\% = 9,2\%$$

5) Производительность труда

$$П_{ПРТ} = N_{ГОД} / H_{СП}, \quad (9.35)$$

где $N_{\text{год}}$ - выпуск продукции за год, $\text{м}^3 / \text{год}$;

$$P_{\text{прт}} = 1635300 / 201 = 8135.82 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Таблица 18 Техничко-экономические показатели.

Техничко-экономические показатели	Ед. изм.	
Выпуск продукции	м^3	1635300
Себестоимость 1 м^3 товарной нефти	руб./ м^3	99.42
Стоимость основных фондов	руб.	160511343
Среднесписочная численность	человек	201
Фондоотдача	руб./руб	10.8
Фондоемкость	руб./руб	0.1
Фондовооруженность	руб./ чел	798563.9
Рентабельность продукции	%	11,07
Рентабельность продаж	%	9,2
Производительность труда	$\text{м}^3/\text{чел.}$	8135,82
Выручка	руб.	1635300000
Налог на прибыль	руб.	359956068
Чистая прибыль	руб.	1113228987

8.7. Расчет точки безубыточности

Расчет точки безубыточности производится на основании сопоставления выпуска продукции, ее себестоимости, постоянных затрат, оптовой цены.

Таблица 19

Показатель	Руб.
Выручка от реализации продукции	1635300000
Себестоимость продукции	135483046.8
Прибыль	1499816953
Сумма переменных затрат	44788842.8
Сумма постоянных затрат	90694204

Аналитический способ безубыточного объема продаж более удобен по сравнению с графическим, т.к. более точный.

Безубыточный объем реализации:

$$T = K \cdot H / D_M, \quad (9.36)$$

где: K - количество проданной продукции, м ;

H - постоянные затраты, руб.;

D_M - маржинальный доход, руб.;

$$D_M = B - P_{\Pi}, \quad (9.37)$$

где: B - выручка, руб.;

P_{Π} - переменные затраты, руб.;

$$D_M = 1635300000 - 447888428 = 1590511157 \text{ руб.}$$

$$T = 1635300 \cdot 90694204 / 1590511157 = 93248 \text{ м}^3.$$

В денежном измерении точка безубыточного объема продаж равна:

$$T_{\text{ДЕН}} = T \cdot C_{\text{ПР}}, \quad (9.38)$$

где: $C_{\text{ПР}}$ - цена продаж за 1 м³;

$$T_{\text{ДЕН}} = 93248 \cdot 1000 = 93248155 \text{ руб.}$$

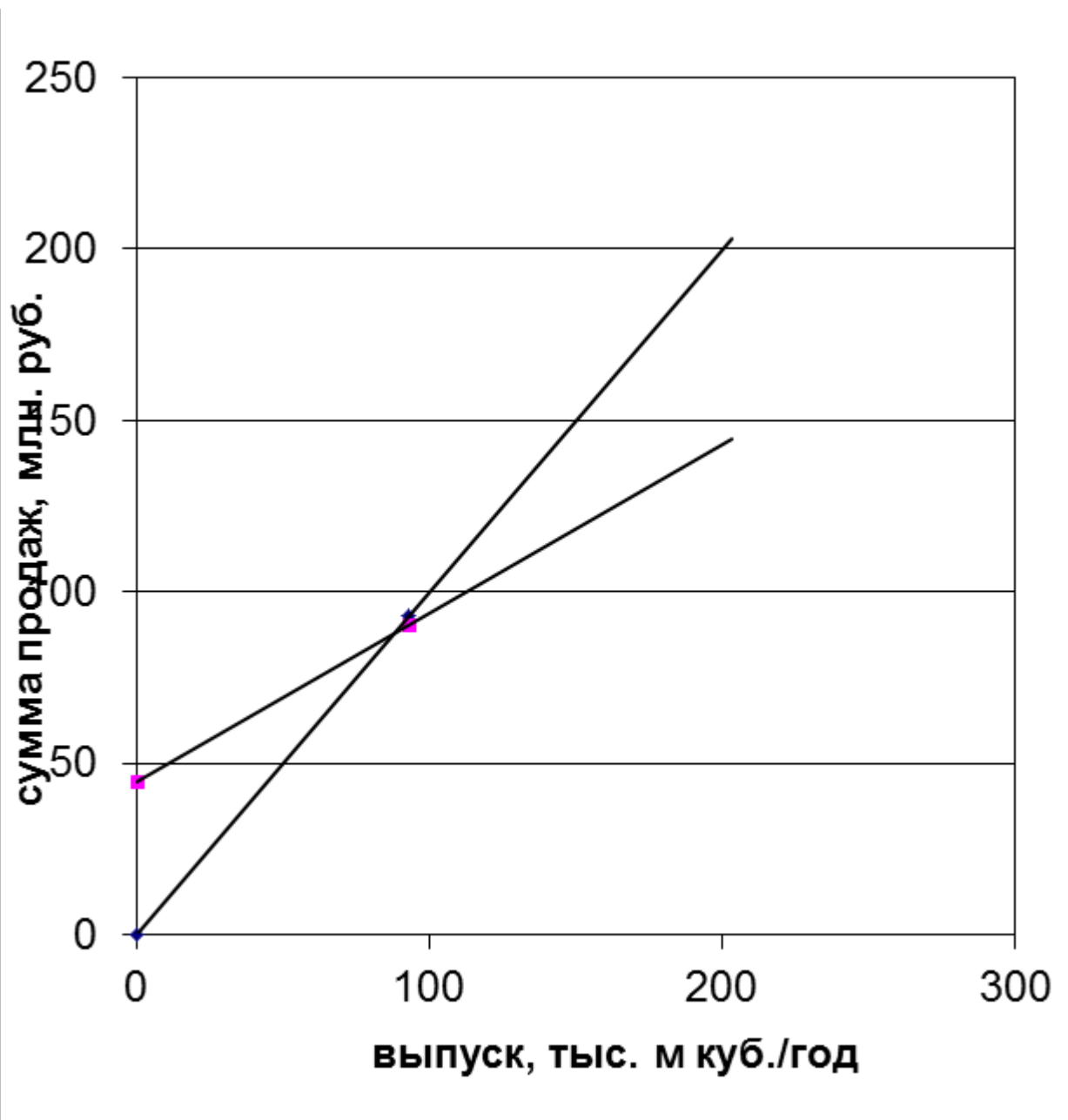


Рисунок 17- График безубыточности производства

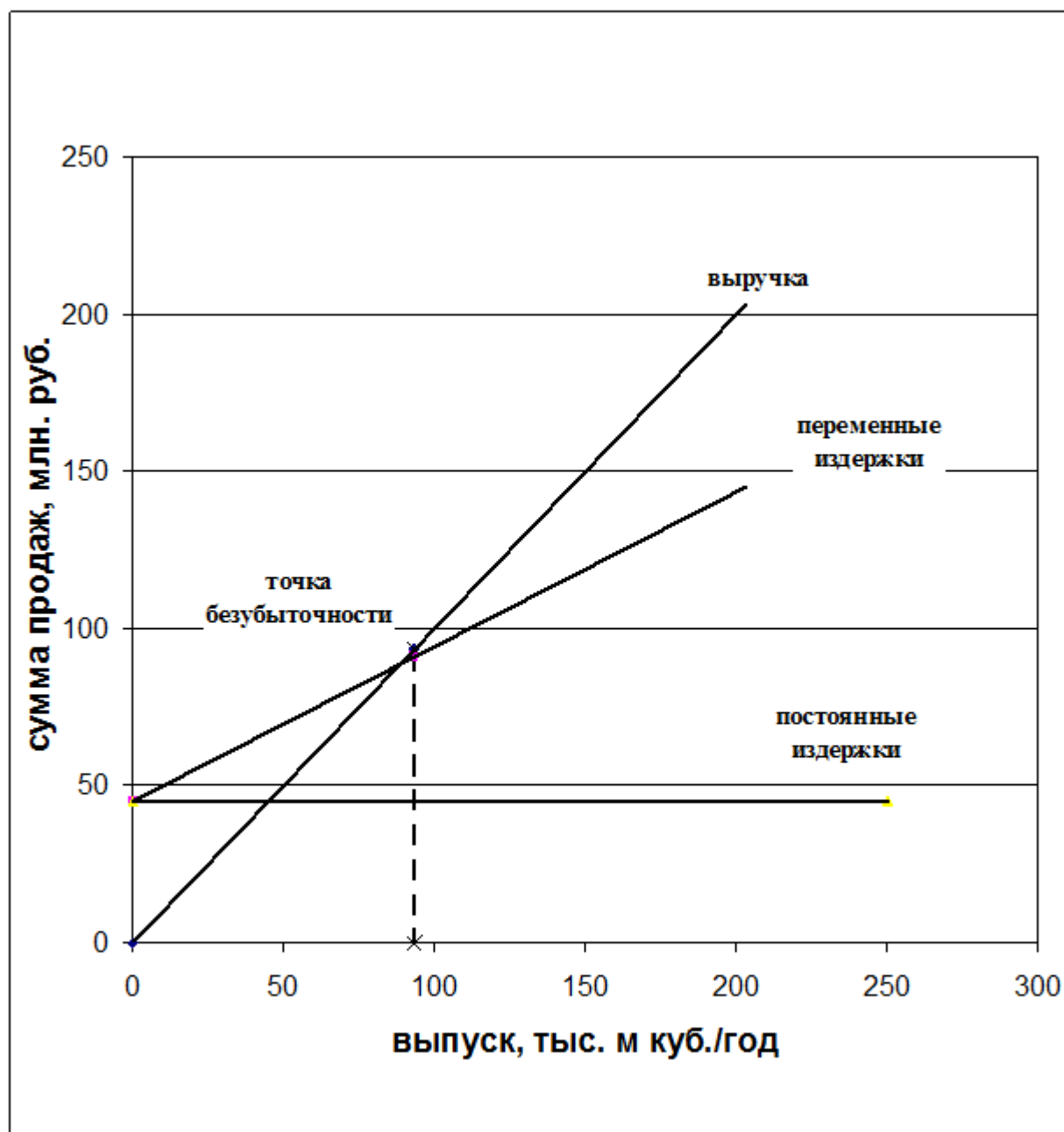


Рисунок 18- График безубыточности производства

8.8. Оценка инвестиционных проектов

В настоящее время возрастает потребность в энергоресурсах, сырье для нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, следовательно, необходимо увеличивать добычу сырой нефти. На данном производстве планируется увеличение объема выпускаемой продукции на 10 % за счет разработки и ввода в эксплуатацию новых скважин. Увеличение планируется

в первые два года, после внедрения инновации. Для переработки большего количества сырой нефти, необходимы новые решения в технологии переработки и модернизация старого оборудования.

Для улучшения показателей качества товарной нефти, при увеличенном объёме производства, необходимо на первой ступени сепарации установить УБС (установку блочную сепарационную) с системой трубного разгазирования и НГС (нефтегазосепаратор), работающий параллельно с УБС. На третьей ступени сепарации - модернизировать КСУ (конечную сепарационную установку). Также необходимо модернизировать отстойники, для улучшения процесса обезвоживания и обессоливания нефти. Для этого требуются инвестиции в сумме 3433000 рублей. Средства должны поступить из собственного фонда предприятия «Реконструкции и развития».

Таблица 20. Затраты на НИОКР

Наименование	Количество	Сумма, руб.
Покупка УБС	1	1200000
Покупка НГС	1	945000
Доставка и погрузочно-разгрузочные работы		204000
Строительно-монтажные работы		420000
Модернизация отстойников	2	218000
Модернизация КСУ	1	286000
Лабораторные исследования		30000
Проектирование		45000
Испытание и апробация аппаратов		60000
Прочие расходы		25000
Итого		3433000

При внедрении на производстве инноваций используются показатели расчета внедряемых проектов:

1. Чистый дисконтированный доход.
2. Индекс доходности или индекс рентабельности.
3. Внутренняя норма доходов (норма рентабельности инвестиций).

4. Срок окупаемости.

Таблица 13. Финансовые показатели

Показатели	2007	2008	2009	2010	2011
Доходы:					
1. Объем реализованной продукции тыс. м ³ /год	1635.3	1717.1	1802.9	1893.1	987.7
2. Цена за ед. продукции, руб.	1000	1050	1100	1150	1200
3. Выручка, млн. руб.	1635.3	1802.9	1983.2	2177.1	2385.2
Затраты:					
1. ЗП, млн. руб.	36.4	37.22	39.08	41.04	43.08
2. Сырье и материалы, млн. руб.	43.02	45.17	47.4	49.8	52.29
3. Затраты на оборудование, млн. руб.	-	-	-	-	.7
4. Дополнительные затраты, млн. руб.	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47
Налогооблагаемая прибыль, млн. руб.	1499.8	1667.4	1847.7	2041.6	2249.7
Налог на прибыль, млн. руб.	359.9	400.2	443.4	489.98	539.9
Чистая прибыль, млн. руб.	1113.2	1240.7	1377.7	1525.02	1683.2
Амортизация, млн. руб.	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
Чистые денежные потоки, млн. руб.	1118.9	1246.4	1383.4	1530.72	688.9

1). Чистый дисконтированный доход:

$$ЧДД = \sum \frac{\Pi_t^ч + A_t}{(1 + E)^t} - K$$

(9.39)

где $\Pi_t^ч$ - чистая прибыль;

A_t - амортизационные отчисления;

E - норма дисконтирования, которая включает в себя процент прибыли предприятию или инвестору, процент риска от внедрения данной инновации;

t - время, в течении которого внедряется данный проект;

K - сумма инвестиций.

2). Индекс доходности или индекс рентабельности:

$$ИД = \frac{1}{K \cdot (1 + E)^{i-t}} \cdot \sum \frac{\Pi_t^q + A_t}{(1 + E)^t} \quad (9.40)$$

где i - норма инфляции в стране, примем $i = 10\%$.

$E = 20$,

$$ЧДД = \left(\frac{1118.9}{1.2^1} + \frac{1246.4}{1.2^2} + \frac{1383.4}{1.2^3} \right) - 3.43 = 2598 \text{ млн. руб.}$$

$ЧДД > 0$ - проект эффективен.

$$ИД = \left(\frac{1118.9}{1.2^1} + \frac{1246.4}{1.2^2} + \frac{1383.4}{1.2^3} \right) \cdot \frac{1}{3.43 \cdot 1.2^{0.1-3}} = 1281$$

$ИД > 1$ - проект принимается.

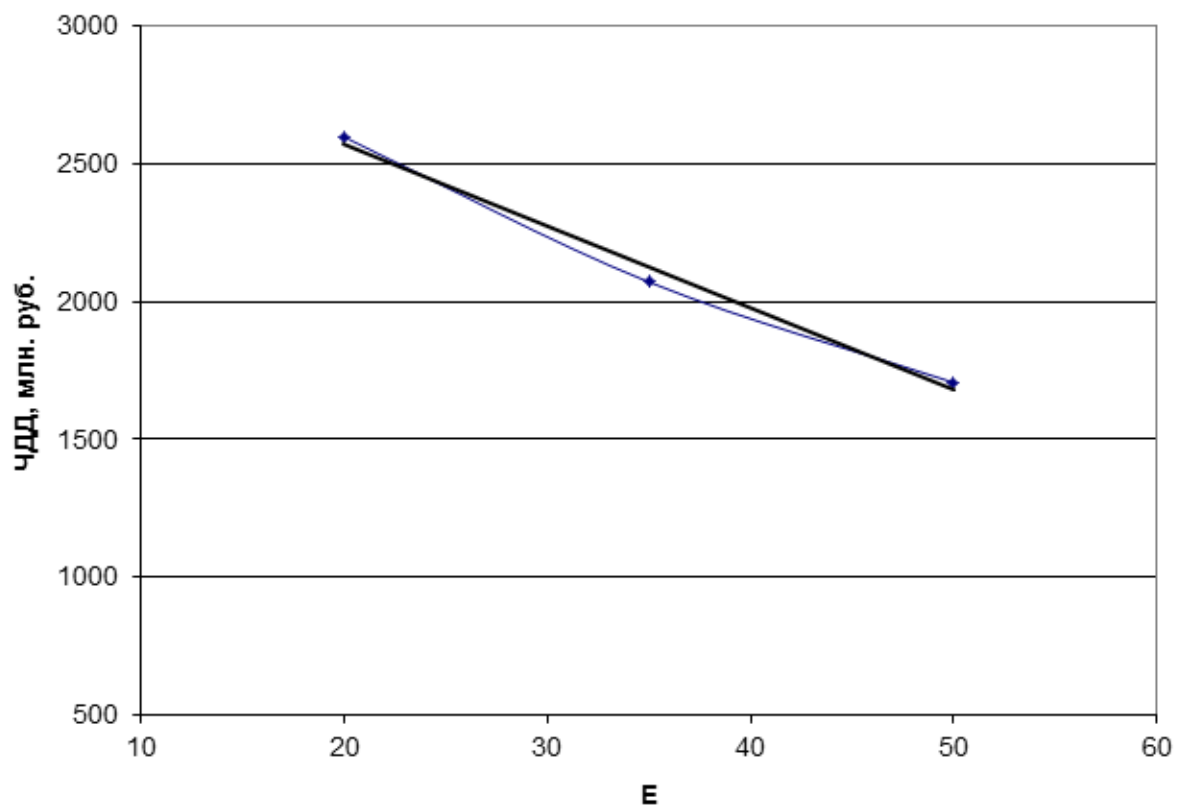


Рисунок 19

$$E = 35,$$

$$ЧДД = \left(\frac{1118.9}{1.35^1} + \frac{1246.4}{1.35^2} + \frac{1383.4}{1.35^3} \right) - 3.43 = 2071.5 \text{ млн. руб.}$$

ЧДД > 0 - проект эффективен.

$$E = 50,$$

$$ЧДД = \left(\frac{1118.9}{1.5^1} + \frac{1246.4}{1.5^2} + \frac{1383.4}{1.5^3} \right) - 3.43 = 1706.3 \text{ млн. руб.}$$

ЧДД > 0 - проект эффективен.

3) Внутренняя норма доходности:

$$ВНД = E_1 + \frac{ЧДД_{E1}}{ЧДД_{E1} - ЧДД_{E2}} \cdot (E_2 - E_1)$$

$$(9.41)$$

$$ВНД = 20 + \frac{2598}{2598 - 2071.5} \cdot (35 - 20) = 94$$

4). Срок окупаемости:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{CP}^q + A_{CP}}$$

$$(9.42)$$

где Π_{CP}^q - среднегодовая чистая прибыль;

A_{CP} - среднегодовая амортизация.

$$T_{OK} = \frac{3.43}{1176.95 + 5.7} = 0.03 \text{ лет}$$

Таблица 9 Годовой график ППР и ТО оборудования.

Наименование оборудования	Нормативы ресурса между ремонтами			Нормативы простоя в ремонте и ТО			График ремонта и ТО												Годовой простой в ремонте и ТО, ч.	ГФ рабочего времени, ч.
	Т	Т _{ув}	К _{ум}	Т	Т _{ув}	К _{ум}	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Установка блочная сепарационная	2160	4320	8640	260	600	1000			К			Т			Т			Т	1860	6900
Нефтегазосепаратор	2160	4320	8640	260	600	1000	Т			К			Т			Т			1860	6900
Конечная сепарационная установка	2160	4320	8640	260	600	1000		Т			К			Т			Т		1860	6900
Печи подогрева нефти	2160	4320	8640	260	600	1000			Т			К			Т			Т	1860	6900
Газосепаратор	2160	4320	8640	260	600	1000	Т			Т			К			Т			1860	6900
Установка сепарационная трубная наклонная	2160	4320	8640	260	600	1000		Т			Т			К			Т		1860	6900
Отстойники	2160	4320	8640	260	600	1000			Т			Т			К			Т	1860	6900
Насосы	2160	4320	8640	260	600	1000	Т			Т			Т			К			1860	6900

Таблица 10. График режима работы смен на январь 2008г.

										0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1
										2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2							
										2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2							
	2	2	2	2	2	2	2	2	2																2	2	2	2	2	2	2
	2	2	2	2	2	2	2	2	2																2	2	2	2	2	2	2

Таблица 11. Штатное расписание ЦППН.

Наименование должности, профессии	Категория	Разряд	Кол. штат. ед.	Ставка	МФЗП
1	2	3	4	5	6
Руководство:					
1. Начальник ЦППН.	ИТР	16	1	Контракт	
2. Главный инженер.	ИТР	16	1	Контракт	
3. Зам. начальника по сбору.	ИТР	15	1	Контракт	
4. Зам. начальника по сбору и транспорту нефти.	ИТР	15	1	Контракт	
5. Референт – переводчик.	ИТР	8	6	26.57	110882
Итого по руководству			10		110882
Группа ОТ, ПБ и экологии:					
6. Зам. главного инженера.	ИТР	14	1	38.71	26924
7. Инженер по ТБ и экологии 1 категории.	ИТР	11	1	32.34	22493
8. Инженер по ГО и ЧС 2 категории.	ИТР	10	1	30.78	21408
Итого по группе ОТ, ПБ и экологии			3		70825
Газоспасательная станция:					
9. Начальник ГСС.	ИТР	10	2	30.78	42817
10. Командир отделения.	ИТР	8	4	26.57	73921
Итого по ГСС			6		116738
Производственно – диспетчерская служба:					
11. Оператор пульта управления.	ОР	4	4	15.29	40066

Наименование должности, профессии	Категория	Разряд	Кол. штат. ед.	Ставка	МФЗП
12. Начальник службы.	ИТР	11	2	32.34	44987
13. Начальник смены.	ИТР	11	4	32.34	89975
14. Инженер ЭВМ 1 категории.	ИТР	10	2	30.78	42817
15. Инженер программист 1 категории.	ИТР	10	2	30.78	42817
Итого по производственно – диспетчерской службе			14		260662
1	2	3	4	5	6
Участок подготовки нефти:					
16. Начальник участка.	ИТР	14	2	38.71	53848
17. Ведущий инженер.	ИТР	13	2	36.43	50677
18. Инженер технолог 1 категории.	ИТР	11	2	32.34	44987
19. Инженер – механик 1 категории.	ИТР	11	2	32.34	44987
20. Оператор ООУ.	ОР	5	6	17.71	73908
21. Оператор ООУ.	ОР	4	8	15.29	80131
22. Оператор товарный.	ОР	5	6	17.71	73908
23. Машинист технологического компрессора.	ОР	5	8	17.71	98544
Итого по участку подготовки нефти			36		520990
Химико-аналитическая лаборатория:					
24. Зав. лабораторией.	ИТР	11	2	32.34	44987
25. Лаборант химического анализа.	ВСП	4	10	15.29	100165
Итого по химико-аналитической лаборатории			12		145152

Наименование должности, профессии	Категория	Разряд	Кол. штат. ед.	Ставка	МФЗП
Энерго-механическая служба:					
26. Начальник службы.	ИТР	15	2	40.5	56338
27. Главный энергетик.	ИТР	15	2	40.5	56338
28. Старший мастер по защите трубопроводов от коррозии.	ИТР	12	2	34.67	48228
Итого по энерго-механической службе			6		160905
Участок энергосредств:					
29. Инженер – энергетик.	ИТР	10	2	30.78	42817
Итого по участку энергосредств			2		42817
Электротехнический участок:					
30. Мастер.	ИТР	10	2	30.78	42817
31. Старший мастер.	ИТР	13	2	36.43	50677
32. Электрослесарь по ремонту оборудования.	ВСП	5	6	17.71	73908
Итого по электротехническому участку			10		167402
1	2	3	4	5	6
Участок КИПиА, связи:					
33. Начальник участка.	ИТР	14	2	38.71	53848
34. Ведущий инженер – метролог.	ИТР	14	2	38.71	53848
35. Мастер КА и Т.	ИТР	13	2	36.43	50677
36. Мастер КИПиА, связи.	ИТР	11	2	32.34	44987

Наименование должности, профессии	Категория	Разряд	Кол. штат. ед.	Ставка	МФЗП
37. Наладчик КИПиА.	ВСП	6	8	21.08	117288
38. Слесарь КИПиА.	ВСП	5	6	17.71	73908
Итого по участку КИПиА, связи			22		394556
База производственного оборудования:					
39. Начальник БПО.	ИТР	14	2	38.71	53848
Участок по ремонту оборудования:					
40. Начальник участка.	ИТР	14	2	38.71	53848
41. Слесарь по ремонту ТУ.	ВСП	5	10	17.71	123180
42. Слесарь по ремонту электрооборудования.	ВСП	5	4	17.71	49272
43. Электрогазосварщик.	ВСП	6	2	21.08	29323
44. Токарь.	ВСП	6	2	21.08	29323
Итого по участку по ремонту оборудования			20		284946
Участок производственного оборудования:					
45. Мастер по ремонту ТУ.	ВСП	11	2	32.34	44987
46. Мастер по ремонту электрооборудования.	ВСП	5	4	17.71	49272
Итого по участку производственного оборудования			6		94259
Транспортный участок:					
47. Старший механик.	ИТР	11	2	32.34	44987
48. Водитель.	МОП	4	2	15.29	20033
49. Машинист автокрана.	ОР	6	2	21.08	29323

Наименование должности, профессии	Категория	Разряд	Кол. штат. ед.	Ставка	МФЗП
50. Инженер 2 категории.	ИТР	10	2	30.78	42817
51. Грузчик.	МОП	4	2	15.29	20033
52. Стропальщик.	МОП	4	2	15.29	20033
53. Кладовщик.	МОП	4	2	15.29	20033
54. Уборщик производственных помещений.	МОП	1	4	8.43	23453
55. Уборщик служебных помещений.	МОП	1	2	8.43	11726
Итого по транспортному участку			20		232438
Участок пароводоснабжения:					
56. Оператор ТУ.	ОР	6	2	21.08	29323
57. Слесарь – сантехник.	ВСР	5	4	17.71	49272
58. Машинист насосных установок.	ОР	5	4	17.71	49272
Итого по участку пароводоснабжения			10		127867
Газоспасательная служба:					
59. Газоспасатель – водитель.	ВСР	5	8	17.71	98544
60. Газоспасатель 2 класса.	ВСР	4	8	15.29	80131
61. Газоспасатель 1 класса.	ВСР	5	6	17.71	73908
Итого по газоспасательной службе			22		252583
Итого по ЦППН			201		3036870

Таблица 15. Структура основных производственных фондов.

№	Наименование ОПФ	Стоимость ОПФ, руб.	% к общей стоимости ОПФ, %	Н _а , %	Текущий ремонт, %	Капитальный ремонт, %
1	Здания	93512078	58.25	4	3.2	6.3
2	Сооружения	11607823	7.23	4	3.2	6.3
3	Передающее устройство	10135956	6.3	14	6.3	8.2
4	Машины и оборудование	32744688	20.4	12	6.3	8.2
5	Приборы КИПиА	2789447	1.73	11	6.3	8.2
6	Инструменты и инвентарь	9721351	6.05	14	6.3	8.2
7	Итого	160511343	100			

Таблица 16. Калькуляция себестоимости товарной нефти $N_{\text{год}}=1635300 \text{ м}^3/\text{год}$.

Статьи калькуляции	Ед. изм.	Цена за ед., руб.	Сумма на ед. прод., руб.	Выпуск, тыс. м³/год	Ед. на выпуск	Сумма на выпуск	
1	2	3	4	5	6	7	
1.1 Сырье и материалы							
1.1.1 Аллюиносиликат	тн	1050	0.0131	1635.3	20.5	21525	
1.1.2 Метанол	тн	600	0.0387	1635.3	105.65	63360	
1.1.3 Термолан	тн	830	0.0124	1635.3	24.53	20359.9	
1.1.4 Ингибитор ИКБ – 2-2	тн	165	0.0005	1635.3	5.42	894.3	
1.1.5 Кемеликс	тн	890	0.62	1635.3	1144.23	1018364.7	
1.2 Энергоресурсы							
1.2.1 Электроэнергия	тыс. кВт	234	4.07	1635.3	28487	6665958	
1.2.2 Пар собственный	ГКал	84	12.38	1635.3	241000	20244000	
1.2.3 Азот	м³	228.75	0.44	1635.3	3164	723765	
1.2.4 Газ природный	м³	311.75	5.32	1635.3	27889	8694395.7	
1.2.5 Дем. вода	м³	6182	3.02	1635.3	797.6	4930763.2	
1.2.6 Сжатый воздух	м³	73.7	0.39	1635.3	8730	643401	
Итого сырья и материалов						43026786.8	
1			2	4	5	6	7

2. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования					
2.1 Амортизационные отчисления от произв. оборудования	Руб.	1.31	1635.3		2148752
2.2 Эксплуатация оборудования					
2.2.1 ЗП (основная и дополнительная) основных рабочих	Руб.	3.48	1635.3		5693700
2.2.2 Отчисления на социальные нужды от ЗП основных раб.	Руб.	0.91	1635.3		1480362
2.2.3 ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	7.28	1635.3		11909772
2.2.4 Отчисления от ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	1.89	1635.3		3096540
2.3 Текущий ремонт оборудования	Руб.	0.69	1635.3		1143252
2.4 Капитальный ремонт оборудования	Руб.	1.05	1635.3		1725648
2.5 Внутризаводское перемещение грузов	Руб.	0.087	1635.3		143211
2.6 Износ малоценных и быстро изнашиваемых инструментов	Руб.	0.16	1635.3		263540
2.7 Прочие расходы	Руб.	0.17	1635.3		289358
3 Цеховые расходы					
3.1 ЗП инженерно – технических работников	Руб.	10.67	1635.3		17455236
3.2 Отчисления от ЗП ИТР	Руб.	2.775	1635.3		4538361
3.3 Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.045	1635.3		74653
3.4 Содержание зданий, сооружений и инвентаря					

3.4.1 ЗП младшего обслуживающего персонала	Руб.	0.846	1635.3		1383732
3.4.2 Отчисления от ЗП МОП	Руб.	0.22	1635.3		359770
3.5 Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.29	1635.3		482272
3.6 Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.49	1635.3		811364
3.7 Охрана труда					
3.7.1 Спецмолоко	Руб.	0.085	1635.3		139070
3.7.2 Пожарный инвентарь (огнетушители)	Руб.	0.023	1635.3		39000
3.7.3 Аптечка	Руб.	0.009	1635.3		15650
Итого цеховая себестоимость	Руб.				56655274
4 Общепроизводственные расходы					
4.1 Общезаводские расходы	Руб.	11.18	1635.3		18293401
4.2 Амортизация зданий	Руб.	2.19	1635.3		3586400
4.3 Текущий ремонт зданий	Руб.	1.31	1635.3		2143553
4.4 Капитальный ремонт зданий	Руб.	3.29	1635.3		5389122
4.5 Затраты на отопление	Руб.	0.10	1635.3		169100
4.6 Аренда производственных помещений	Руб.	0.62	1635.3		1024679
4.7 ЗП АУП	Руб.	0.88	1635.3		1452000
4.8 Отчисления от ЗП АУП	Руб.	0.23	1635.3		377520
4.9 Прочие производственные расходы	Руб.	0.89	1635.3		1465215

Итого заводская себестоимость	Руб.			34038930
5. Коммерческие расходы				
5.1 Коммерческие расходы	Руб.	0.70	1635.3	1149294
5.2 Реклама	Руб.	0.37	1635.3	612762
Итого полная себестоимость	Руб.			135483046.8

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ61	Быков Артём Юрьевич

Институт	ИШНПТ	Кафедра	НОЦ Н.М. Кижнера
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

Разработка оборудования подготовки нефти
Лугинецкого месторождения с увеличением
производительности

Участок подготовки нефти

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
 - термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)

С целью защиты обслуживающего персонала здания и сооружения выполнены согласно санитарным нормам.

Предусмотрено:

1. производственные помещения имеют систему водяного отопления, освещения и вентиляции (механическую и естественную) по ГОСТ 12.4.021-75;
2. состав воздуха блок-боксов насосов внешней и внутренней откачки, ГРП ПТБ, БРХ постоянно контролируется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную. При превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов нефти выше 5-20% от НКПВ происходит включение вытяжной вентиляции;
3. контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную и переносным газоанализатором;

	<p>4. для защиты от шума и вибрации динамического оборудования блок-боксы, в которых они расположены, изготовлены из звукопоглощающих материалов, оборудование надежно закреплено и периодически центруется и балансируется;</p> <p>5. оборудование заземлено, распределительные щиты и пульта закрыты;</p> <p>6. от воздействия химических факторов оборудование и установки герметизируют;</p> <p>Для обеспечения безопасной работы в электроустановках выполняется комплекс организационных мероприятий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - организуется инструктаж и обучение безопасным методам работы; - проверка знаний правил безопасности; - допуск к работе оформляется в соответствующем наряд-допуске. <p>СИЗ: для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.</p> <p>СКЗ: к средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся: заземление, зануление, защитное отключение, изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, сигнализация и плакаты, электрозащитные средства, электрическое разделение сетей.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); <p>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>С целью охраны воздушного бассейна выполнены следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сброс углеводородных газов на факел с КСУ, освобождение оборудования для ремонта и в аварийных случаях производится на факельную установку; - высота дымовых труб и факельного ствола выбраны с учетом рассеивания вредных веществ, при выбросе их через трубы; <p>Снижение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы обеспечивается безаварийной работой технологического</p>

	<p>оборудования в режиме нормальной эксплуатации промысла.</p> <p>Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.</p> <p>Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения (ОБ) и освоения скважин, хоз.бытовых стоков, загрязненных ливневых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения на территории буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Возможные ЧС при выполнении проекта являются: поражение электрическим током, замыкание электрической цепи, и как следствие, пожар. Для предотвращения ЧС необходимо осуществлять меры по технике безопасности на рабочем месте.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Расстояния между рабочими зонами, параметры освещения и микроклимата соответствуют нормам.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
		К.Т.Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Быков Артём Юрьевич		

9. Социальная ответственность

Темой научно-исследовательской работы является разработка оборудования подготовки нефти Лугинецкого месторождения с увеличением производительности.

Производственная безопасность — это неотъемлемая организация обстановки, исключаящей возникновения заболеваний, связанных с трудовой деятельностью и возникновение травм на рабочем месте, которая является одной из основных задач при организации труда так как охрана здоровья, обеспечение безопасной трудовой деятельности, минимизация возникновения заболеваний и травм полученных в процессе работы составляет одну из главных забот человеческого общества.

Сведения об основных опасностях производства, обусловлены особенностями используемого оборудования и условиями его эксплуатации.

Продуктом, определяющим взрывоопасность УПН, являются пары углеводородов, которые с кислородом воздуха образуют смесь, взрывающуюся при наличии огня или искры.

Все применяемые на установке продукты являются горючими газами или легковоспламеняющимися жидкостями, большинство из которых имеют низкую температуру вспышки.

Безопасная работа УПН зависит от квалификации и внимательности обслуживающего персонала, а также от строгого соблюдения инструкций по ОТ и ПрБ, производственных инструкций и требований настоящего регламента.

К работе допускаются только те лица, которые прошли необходимую подготовку, сдали экзамены на допуск к рабочему месту и прошли инструктаж по технике безопасности.

Все действующие инструкции и положения по технике безопасности должны быть в наличии, знание и их соблюдение персоналом должны постоянно контролироваться.

Работать разрешается только на исправном оборудовании, на исправных коммуникациях, арматуре и приборах КИП.

Систематически следить за исправностью и включением в работу приборов контроля и автоматики, систем сигнализации и автоматических блокировок. Постоянно следить за исправностью и работой сигнализаторов взрывоопасных концентраций. Не допускать загазованности территории и помещений.

Следить за работой насосов, своевременно устранять пропуски торцовых уплотнений и фланцевых соединений.

Таблица 20- Вредные и опасные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Процесс подготовки нефти	<p>1. - Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>- Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</p> <p>2. - Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>- Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</p> <p>- Повышенный уровень вибрации</p>	<p>1. Электрический ток</p>	<p>ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ.</p> <p>Опасные и вредные производственные факторы. Классификация</p>

9.1. Производственная безопасность

9.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при исследовании и эксплуатации оборудования.

УПН “Лугинецкая” относится к категории взрывопожароопасных производств.

Основное сырье и продукт установки - нефть, которая является легковоспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. Вследствие довольно высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их быстрого выделения в атмосферу возможно образование взрывоопасных смесей. Это особенно важно, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов. Для практического использования пределы воспламенения могут быть приняты равными: нижний - 2% об. или 40 г/м³, верхний - 10 % об. или 200 г/м³. Нефти способны при горении прогреваться в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой. Скорость выгорания их 9-12 см/час, скорость нарастания прогретого слоя при выгорании – 24-36 см/час, температура прогретого слоя и пламени соответственно 130/160 и 1100 °С.

Деэмульгаторы, используемые на установке, являются пожароопасными и токсичными веществами.

Метанол, применяемый для ввода в газопроводы, является техническим сильнодействующим ядом.

Нефтепродукты, являясь в большинстве случаев хорошими диэлектриками, сохраняют электрические заряды в течение длительного времени.

Газы, выделившиеся в процессе подготовки нефти, являются горючими и способны при утечках образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

При нарушении правил обслуживания механизмов, имеющих движущиеся и вращающиеся части, возможны механические травмы.

При неисправности электрооборудования, электросетей, а также при несоблюдении правил электробезопасности существует возможность поражения электрическим током.

При несоблюдении правил хранения и противопожарных норм возможно загорание смазочных масел и обтирочного материала, деэмульгаторов.

Наличие гидравлических пробок в коммуникациях может вызвать гидравлические удары и разрушение коммуникаций и аппаратов.

Возможно коррозионное разрушение емкостей, арматуры и трубных коммуникаций.

При попадании воздуха в факельную систему возможны взрывы и пожары.

Воздушная компрессорная не относится к категории взрывопожароопасных производств, поэтому основным опасным фактором установки является неисправность электрооборудования, электросетей, а также несоблюдение правил электробезопасности.

9.1.2 Средства защиты работающих

Использование на ЦППН жидких и газообразных углеводородов, влияющих на организм человека, вызывает необходимость применения индивидуальных средств защиты по ГОСТ 12.4.011-89. На ЦППН все виды работ производятся в спецодежде, спецобуви и обязательно в каске.

В соответствии с законодательством РФ о труде по ГОСТ 12.4.011-89, обслуживающий персонал ЦППН обеспечивается средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

Для защиты обслуживающего персонала от возможных вредных и опасных производственных и метеорологических факторов используются различные приспособления и одежда:

- спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов, а также от холода;

- спецобувь, предназначенная для предохранения ног от механических повреждений, от опасностей и вредностей производства, защиты от низких температур;

- головные уборы для защиты головы от механических повреждений (каска, подшлемник), холода и атмосферных осадков;

- рукавицы для предохранения рук от механических повреждений, загрязнений, от холода;

- защитные очки для защиты глаз от механических повреждений, ожогов, пыли и лучистой энергии;

- противогазы, для защиты органов дыхания и зрения (фильтрующие с коробкой марки "А" и шланговые типа ПШ-1;2 применяются в воздухе с малым содержанием кислорода (менее 18% объемных));

- предохранительные пояса, при производстве работ связанных с опасностью падения с высоты.

- для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.

- фильтрующие противогазы марки БКФ при объемной доле свободного кислорода более 18% и суммарной, объемной доле вредных газообразных веществ не более 0,5%.

- для защиты от несорбирующихся веществ применяются самоспасатели марок СШ-20м, СПИ-40. Для защиты при внутренней чистке аппаратов водой высокого давления, применяется гидрокостюм.

- для защиты кожи используются дерматологические средства.

- для персонала, находящегося в зоне высокого шума, рекомендуются защитные наушники.

Так же предусмотрены средства коллективной защиты:

С целью защиты от воздействия вредных газов и паров углеводородов производственные помещения снабжены приточной и вытяжной вентиляцией по

ГОСТ 12.4.021-75. На случай аварии предусмотрена аварийная система вентиляции.

В производственных помещениях и на открытых установках предусмотрены датчики сигнализации предельных концентраций углеводородов.

С целью защиты обслуживающего персонала от шумов и вибрации здания и сооружения выполнены согласно санитарным нормам.

Предусмотрено:

1. производственные помещения имеют систему водяного отопления, освещения и вентиляции (механическую и естественную) по ГОСТ 12.4.021-75;

2. состав воздуха блок-боксов насосов внешней и внутренней откачки, ГРП ПТБ, БРХ постоянно контролируется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную. При превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов нефти выше 5-20% от НКПВ происходит включение вытяжной вентиляции;

3. контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную и переносным газоанализатором;

4. для защиты от шума и вибрации динамического оборудования блок-боксы, в которых они расположены, изготовлены из звукопоглощающих материалов, оборудование надежно закреплено и периодически центруется и балансируется;

5. оборудование заземлено, распределительные щиты и пульты закрыты;

6. от воздействия химических факторов оборудование и установки герметизируют;

7. изоляция трубопроводов с повышенной и пониженной температурой;

8. основные параметры работы оборудования выведены в операторную;

9. предусмотрено дистанционное управление пуском и остановкой оборудования;

10. разработан план ликвидации аварийных ситуаций и проводятся учебно-тренировочные занятия с персоналом для отработки правильных действий.

11. применение звукопоглощающих кожухов на компрессорах;

12. шумопоглощающая изоляция трубопроводов;

13. установка вентиляторов на виброоснове.

9.2. Анализ опасных и вредных факторов

9.2.1. Освещение

Все сосуды и аппараты в ЦППН находятся на открытой площадке при естественном освещении. Естественный солнечный свет характеризуется большой интенсивностью и равномерностью освещения, и создает наилучшие условия для работы. В темное время суток территория ЦППН освещается прожекторами.

В связи с тем, что условия деятельности машинистов и операторов связаны с явным преобладанием зрительной информации, до 90%, особенно важным становится вопрос производственного освещения. Поэтому в производственных помещениях используется искусственное освещение. Для искусственного освещения используют люминесцентные лампы ЛБ - белого цвета или ЛТБ - тепло-белого цвета, мощностью 20, 40, 60 Вт. Согласно действующим санитарным нормам и правилам СНиП 23-05-95, для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного - коэффициент естественной освещенности (КЕО).

Рекомендуемая освещенность для работы с приборами КИША составляет 200 лк, а при работе с приборами КИП и А в сочетании с работой над

документацией (ежечасная запись в журнале контроля параметров технологического процесса, работой с регламентом техпроцесса) - 400 лк.[6].

Рекомендуемое значение яркости в поле зрения оператора должно лежать в пределах 2,5%.

9.2.2. Шумы и вибрации

На данном производстве источниками шума и вибрации являются: машинный зал компрессорной, насосной и печи подогрева нефти.

Повышение уровня шума и вибрации оказывает вредное воздействие на организм человека, производственное оборудование, коммуникации и сооружения. Все это предусматривает необходимость разработки и осуществления комплекса инженерно-технических и организационных мероприятий для снижения шума и вибрации до величин установленных санитарными нормами и ГОСТом 12.1.003-83. Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума - 85 ДбА. Уровень шума в боксах составляет максимально 90 и 100 ДбА. Помещения внутри боксов не являются постоянными рабочими местами. Боксы своими стенами из металла и полиуретанового пенопласта препятствуют выходу наружу шума. Обслуживающий персонал находится в боксах только при пуске и контрольных обходах. Контроль за нормальной работой машин в боксах производится из операторной. Снижение уровня шума в боксах при длительном пребывании, например при ремонтах, достигается индивидуальными средствами защиты от шума.

Основной документ, регламентирующий максимально допустимые уровни шума при которых можно работать без использования противошумных наушников (или берушей) представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96. "Шум на рабочих местах, в помещениях"

Вид трудовой деятельности	Максимально допустимый уровень шума (дБ), в полосах следующих октав (Гц).	Эквивалентные уровни шума, дБА
---------------------------	---	--------------------------------

	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Научная работа, расчеты, конструирование.	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50
Офисы, лаборатории.	93	79	70	68	58	55	52	52	49	60
Офисы с речевой связью, помещения мастеров и т.п.	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
Сосредоточенная работа в помещениях с шумным оборудованием	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75
Все виды работ в цехах и на территориях предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Снижение шума и вибрации достигается:

- уменьшением шума и вибрации в источнике их образования;
- изоляцией источников средствами звуко- и виброизоляции, звуко- и вибропоглощения;

Средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны, а также сапоги на высокой прорезиненной подошве. Эффективность индивидуальных средств защиты зависит от используемых материалов, конструкции, силы прижатия, правильности ношения. Ушные вкладыши вставляют в слуховой канал уха. Их изготавливают из легкого каучука, эластичных пластмасс, резины, эбонита и ультратонкого волокна. Они позволяют снизить уровень звукового давления на 10...15 дБ. В условиях повышенного шума применяют наушники, которые обеспечивают надежную защиту органов слуха. Так, наушники ВЦНИОТ снижают уровень звукового давления на 7...38 дБ в диапазоне частот 125...8000 Гц. Для предохранения от воздействия шума с общим уровнем 120 дБ и выше применяются шлемофоны, которые герметично закрывают всю околоушную область и снижают уровень звукового давления на 30...40 дБ в диапазоне частот 125...8000 Гц.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования и защиты, работающих от вибрации используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с установлением причин появления механических колебаний и их устранением, например, замена кривошипных механизмов равномерно вращающимися, тщательный подбор зубчатых передач, балансировка вращающихся масс и т.п. Для снижения вибрации широко используют эффект вибродемпфирования – превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии, чаще всего в тепловую. С этой целью в конструкции деталей, через которые передается вибрация, применяют материалы с большим внутренним трением: специальные сплавы, пластмассы, резины, вибродемпфирующие покрытия. Для предотвращения общей вибрации используют установку вибрирующих машин и оборудования на самостоятельные виброгасящие фундаменты. Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. широко применяют методы виброизоляции. Для этого на пути распространения вибрации вводят дополнительную упругую связь в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты работающих используют спец. обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготавливают из упругодемпфирующих материалов.

9.2.3. Электробезопасность

Согласно с ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов помещению совышенной опасностью, так как присутствуют токопроводящие полы, возможность одновременного прикосновения к имеющим соединения с землей металлоконструкций зданий, механизмов с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования-с другой.

Электробезопасность в ЦППН в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Отдельно или в сочетании с другими применяется:

- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- выравнивание потенциала;
- использование малых напряжений;
- изоляция токоведущих частей;
- электрическое разделение сетей;
- предупредительная сигнализация, блокировка;
- использование знаков безопасности;
- электрозащитные средства.

Для обеспечения безопасной работы в электроустановках выполняется комплекс организационных мероприятий:

- организуется инструктаж и обучение безопасным методам работы;
- проверка знаний правил безопасности;
- допуск к работе оформляется в соответствующем наряд-допуске.

Основными причинами поражения электрическим током являются:

а) случайные прикосновения к токоведущим частям под напряжением в результате:

- ошибочных действий при проведении работ;
- неисправности защитных средств, которыми пострадавший касался токоведущих частей.

б) появление напряжения на металлических конструктивных частях оборудования в результате:

- повреждения изоляции токоведущих частей;

- замыкание фазы сети на землю;

в) появление напряжения на отключенных токоведущих частях в результате:

- ошибочного включения отключенной установки;
- замыкания между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями;
- разряда молнии в электроустановку и др.

г) возникновение напряжения шага на участке земли, где находится человек в результате:

- замыкания фазы на землю;
- выноса потенциала протяженным токопроводящим предметом и др.

Вероятность исключения указанных причин зависит от обучения персонала.

Основными мероприятиями по защите от электротравм являются:

- применение малых напряжений в местных и переносных источниках света;
- использование изоляции токоведущих частей;
- обучение и аттестация персонала.

Для защиты от статического электричества и вторичных проявлений молний, аппараты, трубопроводы и металлоконструкции, имеющие контакт с пожаровзрывоопасными средами, должны быть заземлены.

СИЗ: для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.

СКЗ: к средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся: заземление, зануление, защитное отключение, изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, сигнализация и плакаты, электрозащитные средства, электрическое разделение сетей.

9.2.4. Расчет защитного заземления

Система заземляющего устройства состоит из внешнего и внутреннего контуров. Внешний контур выполнен из электродов, изготовленных из стальных, вертикально вбитых в грунт труб диаметром 4,5 см (с толщиной стенок 2,5 мм) длиной 2,7 м, соединенных между собой полосовой сталью 48х4 мм. Заземлители размещены в ряд. Характер грунта в месте установки заземлителей - суглинок. Все оборудование, аппаратура, металлические части, не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под током, вследствие нарушения изоляции, заземлены путем присоединения к контуру. Оборудование работает под напряжением 220В.

В соответствии с рекомендациями [1] трубчатые заземлители установим в земле на глубине (от поверхности земли до верхнего конца трубы), равной 80 см, а величину расстояния между трубами равной трем длинам заземлителя $A = 8,1$ м. Верхние концы заземлителей соединим с помощью полосовой стали.

Имея исходные данные определяем, что для нашего случая по нормам допускается сопротивление заземлителей не более 4 Ом.

Учитывая возможность промерзания грунта зимой и просыхания летом, определим расчетные значения ρ_{Σ} и ρ_{Π} при использовании трубчатых заземлителей.

Определяем величину сопротивления растекания одной забитой в землю трубы.

По номограмме это значение равно 62 Ом.

Принимаем $R_{\Sigma} = 51,50$ м

Учитывая, что трубы соединяются заземляющей полосой, которая выполняет роль заземлителей, уменьшим полученное число труб до 12 шт.

Результирующее сопротивление растеканию системы с учетом коэффициента использования труб ($\eta_{\Sigma} = 0,89$) и полосы ($\eta_{\Pi} = 0,76$):

Полученная величина удовлетворяет нормам.

9.2.5. Молниезащита

Разряды атмосферного электричества способны вызывать взрывы, пожары и разрушения зданий и конструкций. Виды воздействия молний:

- первичное, вызывающее непосредственное разрушение;
- вторичное, посредством явлений статического электричества и электромагнитной индукции здания и сооружения подлежат молниезащите в соответствии с СН 305-77 для зданий и сооружений, отнесенных к 1-ой категории молниезащиты. Это здания и сооружения, где длительное время сохраняются и систематически возникают взрывоопасные смеси газов, паров, пыли, перерабатываются и хранятся взрывоопасные вещества.

На ЦППН предусмотрена защита зданий, сооружений, оборудования, трубопроводов от прямых попаданий ударов молнии путем присоединения корпусов установок, отдельных емкостей и аппаратов к заземляющему контуру и установкой молниеприемников.

9.2.6. Система азотного пожаротушения

Система азотного пожаротушения состоит из двух ресиверов со сжатым азотом, объемом 25 м³ каждый, оснащенных запорной арматурой, трубопроводами, приборами КИПиА, предназначенную при возникновении пожара производить тушение огня в закрытом объеме печи.

Азот концентрацией не ниже 95% об. получают из воздуха непосредственно на производственной площадке с помощью мембранной воздухоразделительной установки типа АПТ - Мб - 95М и закачивают в ресиверы.

В случае возгорания азот поступает в технологический объем и обеспечивает быстрое и надежное тушение пожара без побочного воздействия на оборудование и персонал.

9.3. Охрана окружающей среды

Генеральный план представляет собой вычерченную в масштабе схему предприятия с изображенными на ней проектируемыми и существующими зданиями и сооружениями, дорогами и проездами, благоустройством и озеленением территории. Цех удален на расстояние 1 км от поселка.

Природные условия района строительства:

- площадка строительства расположена в климатическом подрайоне 1В, с резко континентальным климатом, с продолжительной суровой снежной зимой и коротким летом.

- абсолютная минимальная температура - 55°C.

- абсолютная максимальная температура + 36°C.

- высота снежного покрова 60 см.

- рельеф спокойный. Абсолютные отметки поверхности измеряются 125 - 132,5 м. Грунты основания зданий относятся к средне и сильнопучистым.

На площадке вскрыты два водоносных горизонта. Верховода встречается на глубине 1-3 м и имеет мощность до 5 м. Грунтовые воды вскрыты на глубине 11-13 м. Амплитуда сезонных колебаний составляет 10 м.

С целью охраны воздушного бассейна выполнены следующие мероприятия:

- сброс углеводородных газов на факел с КСУ, освобождение оборудования для ремонта и в аварийных случаях производится на факельную установку;

- высота дымовых труб и факельного ствола выбраны с учетом рассеивания вредных веществ, при выбросе их через трубы;

- уплотнительные поверхности фланцев, трубопроводов, подающих углеводороды, имеют исполнение «шип-паз», «выступ-впадина»;

- компрессорные и основные насосы выполнены в герметичном исполнении и оборудованы системами блокировок, которые останавливают аппарат при нарушении технологического процесса;

- факельная установка обеспечивает безопасное освобождение производства от всех легких горючих сред [16].

Для бездымного горения углеводородов на факел подается водяной пар. Контроль наличия в воздухе углеводородов осуществляется датчиками дозрывных концентраций типа СТМ-10, которые установлены в местах возможного возникновения утечек.

9.3.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

На территории месторождения основными загрязняющими атмосферу веществами являются диоксид азота, окиси углерода, углеводороды, образующиеся в результате сгорания газа на факельных установках, нефти в котельной, углеводороды нефти и попутного газа, обусловленные потерями за счет испарения в системах сбора, хранения и транспорта нефти, а также углеводороды, выделяющиеся в результате залповых выбросов. Залповые выбросы из технологических аппаратов происходят при проверке работоспособности предохранительных клапанов, а также при аварийных ситуациях. Залповые выбросы от технологических аппаратов по существующей технологии направляются на факел сжигания газа.

Снижение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы обеспечивается безаварийной работой технологического оборудования в режиме нормальной эксплуатации промысла.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха, проектными решениями предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- частичная, а в перспективе полная утилизация попутного газа;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;

- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или на факел;
- испытание оборудования на прочность и герметичность после монтажа;
- применение современного блочно-комплексного оборудования заводского изготовления.

9.3.2. Способ утилизации легких горючих

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы ДВС, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. По возможности факельные газы собирать в газгольдер для дальнейшего его использования, предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Необходимо обустроить площадь герметизированной системой сбора, подготовки и транспорта нефти. Продукты стабилизации нефти необходимо утилизировать, отправив их на рецикл, а не сжигать на факелах.

Нефтяные резервуары необходимо оборудовать клапанами в северном исполнении типа КДС в комплексе с дисками-отражателями и ГУС.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

О всех выбросах вредных веществ в случае аварии НГДУ должно сообщить в установленном порядке Комитету по охране природы по территориальной принадлежности.

9.3.3. Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов

Отрицательное воздействие на химический состав поверхностных и подземных вод, на флору и фауну водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и высокоминерализованных вод. При попадании нефти в водоемы образуется пленка на поверхности воды, препятствующая воздушному обмену. Стоки нефтяных промыслов, а также населенных пунктов в районе добычи углеводородного сырья содержат нефтепродукты, а также органические соединения фенола, СПАВ, ионы металлов, хлориды, сульфаты, разнообразные компоненты буровых растворов и другие загрязняющие вещества

Основные мероприятия, способствующие охране водоемов сводятся к следующему:

- 1) Запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения.
- 2) Установление и поддержание водоохраных зон.
- 3) Максимально возможное вынесение объектов из экологически уязвимых зон.

- 4) Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, своевременный профилактический осмотр, ремонт оборудования, трубопроводов, арматуры.
- 5) Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района.
- 6) 100% контроль качества сварных стыков физическим методом, испытание трубопроводов на прочность и плотность.
- 7) Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно.
- 8) Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока.
- 9) Бетонирование оснований технологических площадок с бортиком по периметру под оборудование, где возможны утечки нефтепродуктов.
- 10) Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей передачей на ДНС.

9.3.4. Охрана почв

Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: уменьшается продуктивность лесных ресурсов, изымаются из хозяйственного нефтепользования большие площади, ухудшается санитарное состояние окружающей среды. На территории месторождения разливы нефти встречены на кустах скважин, шламовых амбарах, при порывах трубопроводов, при авариях на ДНС и КНС и в товарных парках. В результате технологических утечек и аварий на трубопроводах картина загрязнений на месторождении постоянно меняется. При обследованиях месторождения отделом экологии ТомскНИПИнефть установлено, что наиболее “грязными” являются кусты скважин. Поверхность почв в этих местах насыщена углеводородами нефти.

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения (ОБ) и освоения скважин, хоз.бытовых стоков,

загрязненных ливневых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения на территории буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар. Одним из методов утилизации ОБ является его повторное использование, что экономически выгодно при кустовом методе бурения. После окончания бурения скважин и демонтажа оборудования необходимо проводить мероприятия, направленные на ликвидацию последствий загрязнения окружающей среды при бурении. К ним относится ликвидация амбаров и рекультивация земель, отведенных во временное пользование на период бурения.

Проведенная комплексная оценка воздействия на окружающую среду позволяет прийти к следующим выводам:

Освоение Лугинецкого нефтяного месторождения проводится более 20 лет. Имеются транспортные связи между месторождениями Васюганской группы (Герасимовское, Гураринское). Транспорт нефти осуществляется по межпромысловому нефтепроводу: ДНС-1 Лугинецкого нефтяного месторождения – ЦПС Лугинецкого.

Территория месторождения электрифицирована. Способ строительства и эксплуатации Лугинецкого месторождения - вахтовый.

Экологическими ограничениями территории обустройства месторождения являются водоохранные зоны рек и озер, орехопромысловые зоны лесов. Площадь водоохранных зон водоемов территории горного отвода составляет 5487 га, площадь орехопромысловых зон - 1132 га. В пределах водоохранных зон площадных объектов обустройства месторождения не имеется, линейные сооружения пересекают водоохранные зоны водотоков в местах наименьшего скопления рыбы.

Объекты обустройства Лугинецкого месторождения располагаются в пределах лесных, лесоболотных и болотных экосистем.

При ведении строительных работ будет нарушена среда обитания животных в радиусе 3-5 км. Эти территории утратят охотничье-промысловое значение за счет шума строительной техники и увеличения фактора

беспокойства и доступности территории. Самый сильный фактор воздействия на животный мир - это фактор неконтролируемой охоты (браконьерство).

Почвенный покров объектов обустройства Лугинецкого нефтяного месторождения нарушен на площади 1024 га. Кроме того, от разливов нефти замазучено 49 га земель, подлежащих очистке и рекультивации. Имеющиеся на месторождении шламовые амбары постепенно рекультивируются.

В нормальном режиме работы при эксплуатации промысла количество выбросов вредных веществ в атмосферу ввиду значительной удаленности источников выброса друг от друга, а также в связи с благоприятными условиями рельефа, происходит рассеивание вредных веществ. В ближайшей перспективе будет решена проблема утилизации газа Васюганской группы месторождений путем внешнего транспорта газа. Произошел перевод котельной вахтового поселка Пионерный на газовое топливо, что также существенно улучшит экологическую обстановку на промысле.

Воздействие на поверхностные и подземные воды незначительное. Хозяйственные стоки предприятия отправляются на очистные сооружения Герасимовского месторождения. Система ППД на Лугинецком месторождении с использованием высокоминерализованных пластовых вод замкнутая. Ведется контроль за состоянием поверхностных и пластовых вод месторождения природоохранной службой НГДУ "Васюганнефть".

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное

для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- ☐ обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- ☐ произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- ☐ не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- ☐ не оставлять пни выше $\frac{1}{3}$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- ☐ осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
- ☐ засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- ☐ устройство лежневого настила поверх территории амбара;
- ☐ укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;
- ☐ планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо-песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа

Технический этап рекультивации состоит из срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ и возвращение этого слоя из отвалов и планировка рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- ☐ контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- ☐ в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- ☐ аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- ☐ применением химреагентов-ингибиторов коррозии, парафино-гидратоотложений;
- ☐ закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- ☐ прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- ☐ контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

Рекультивация нефтезагрязненных земель выполняется в соответствии с «Лесоводственными требованиями», разработанными Тюменской лесной опытной станцией ВНИИЛМ.

В аварийных ситуациях при разливах нефти, буровых растворов и высокоминерализованных вод на рельеф может произойти загрязнение почв и поверхностных вод, что повлечет за собой гибель растительности на участке загрязнения, деградацию почв, гибель рыбы в водоемах. Технические решение проекта технологической схемы направлены на безаварийную работу оборудования в течение всего периода эксплуатации объекта. За отступление от технических решений при строительно-монтажных работах несут дисциплинарную, административную и уголовную ответственность лица, руководящие строительством. Контроль за проведением строительно-монтажных работ осуществляет инициатор хозяйственной деятельности.

9.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

9.4.1. Производственные аварии

Аварии на ЦППН могут произойти из-за утечки взрывоопасной смеси через неплотности оборудования и трубопроводов, несоблюдения норм технологического режима, повреждения оборудования, замыкания электрооборудования и т.п.

При возникновении пожара обслуживающему персоналу необходимо:

- локализовать очаг возгорания;
- сообщить начальнику смены, позвонить по телефону в пожарную часть;
- не входить в зону задымления при видимости менее 10 м;
- при движении через горящее пространство накрыться с головой мокрым куском плотной ткани;
- тушение электрооборудования и электропроводки осуществляется только после их обесточивания, либо используя углекислотный огнетушитель;
- производство остановить, на щите в операторной нажать кнопку «стоп», что приведет к отработке команды (программы) «стоп» в автоматическом режиме;
- взрывоопасные участки отглушить.

При утечке вредных веществ необходимо быстро покинуть зону выброса перпендикулярно направлению ветра (движению облака газа). При необходимости использовать самоспасатель.

9.4.2. Стихийные бедствия

Стихийные бедствия - это такие явления природы, которые вызывают экстремальные ситуации, нарушают нормальную жизнедеятельность людей и работу объектов, к ним относятся:

- землетрясения - наиболее опасные и разрушительные стихийные бедствия.

Область возникновения подземного удара является очагом землетрясения, в пределах которого происходит высвобождение накапливающейся энергии;

- наводнение - временное затопление значительной части суши в результате действия сил природы. Наводнения могут быть вызваны: выпадением обильных осадков или интенсивным таянием снега;

- бури и ураганы - возникают при прохождении глубинных циклонов и представляют собой движение воздушных масс. Несут большие разрушения.

В случае перечисленных стихийных бедствий необходимо на ЦППН произвести аварийную остановку и срочно эвакуироваться согласно плана эвакуации.

9.4.3. Военно-социальные конфликты

В случае военного конфликта производство останавливается, и весь обслуживающий персонал экстренно эвакуируется. Людям выдаются средства индивидуальной защиты.

Решение об эвакуации принимает начальник ГО - глава администрации Томской области.

Для исключения военно-социальных конфликтов на предприятии необходимо усовершенствовать условия труда. Главной задачей повышения надежности производства является создание безопасного оборудования, технологий и орудий труда. В результате автоматизации установки пиролиза ликвидировано большинство тяжелых и опасных работ, значительно уменьшилась профессиональная заболеваемость.

Улучшение условий труда, повышение его безопасности влияет на результаты производства - на производительность труда, количество и себестоимость выпускаемой продукции. Эти улучшения приводят к снижению производственного травматизма, что приводит к уменьшению затрат на оплату льгот и компенсаций за работу в неблагоприятных условиях труда, на оплату последствий такой работы на лечения, переподготовку работников производств в связи с текучестью кадров по причинам, связанными с условиями труда.

Улучшение условий труда приводит к социальным результатам - улучшению здоровья трудящихся, повышению степени удовлетворенности трудом, укреплению трудовой дисциплины, повышению престижа ряда профессий, росту производственной и общественной активности и улучшению ряда других показателей, характеризующих более высокую степень социального развития трудящихся.

Заключение

В результате увеличения загрузки производственной мощности на 10% и, соответственно, использования «эффект масштаба», мы получили следующий экономический эффект

1. Снижение себестоимости на тыс. м³ с 200 по 170,51 (на 14,7 %)
2. Увеличение выручки от продажи с 392472 по, 431719,2 (на 10%)
3. Увеличение чистой прибыли с 52329,6 по 100000,56 (на 47,67 %)
4. Увеличение выплат по налогам с 13082,4 по 25000,14 (на 47,67 %)
5. Увеличение показателя фондоотдачи с 5,6 по 6,2 (на 10,7 %)
6. Увеличение производительности труда с 1952,59 по 2147,85 (на 10 %)
7. Увеличение рентабельности производства с 16 по 32,6 (на 16,6 %)
8. Увеличение рентабельности продаж с 13,3 по 23,16 (на 9,86 %)

Список использованных источников

1. Безопасность жизнедеятельности. Под общ. ред. С. В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. М.: Высш. шк., 1999. – 448 стр.
2. Вихман Г. Л. Основы конструирования аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов. М.: Машиностроение, 1978. – 327 стр.
3. Голубятников В. А. Автоматизация производственных процессов в химической промышленности. М.: Химия, 1985. – 352 стр.
4. Ермаков В. И., Шеин В. С. Ремонт и монтаж химического оборудования. М.: Машиностроение, 1992. – 208 стр.
5. Касаткин А. Г. Основные процессы и аппараты химических технологий. М.: Химия, 1973. – 750 стр.
6. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. 2-е изд., перераб. и доп. С.-П. Энергоатомиздат, 1992. – 448 стр.
7. Кушелев В. П. Охрана труда в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М.: Химия, 1983. – 472 стр.
8. Лащинский А. А. Конструирование сварных химических аппаратов. Справочник под редакцией А. Р. Толчинского. Л.: Машиностроение, 1981. – 382 стр.
9. Лутошкин Г. С., Дунюшкин И. И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебник для вузов. М.: Недра, 1985. – 135 стр.
10. Малышев Ю. М. Экономика нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1980. – 277 стр.
11. Маринин Н. С., Савватеев Ю. Н. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора. М.: Недра, 1982. – 171 стр.
12. Молоканов Ю. К. Монтаж аппаратов и оборудования нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов. М.: Гостоптехиздат, 1982. – 391 стр.

13. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под редакцией Е. И. Бухаленко. М.: Недра, 1990. – 559 стр.
14. Нехаев В. Н. Основы организации управления, труда и заработной платы в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1985. – 264 стр.
15. Охрана окружающей среды. Под ред. С. В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. М.: Высшая школа, 1991. – 319 стр.
16. Панов Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1986. – 244 стр.
17. Промышленные приборы и средства автоматизации. Справочник под ред. В. В. Черенкова. Л.: Машиностроение, 1987. – 847 стр.
18. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств: Примеры и задачи. Под общей редакцией М. Ф. Михалева. Л.: Машиностроение, Ленинградское отделение, 1984. – 301 стр.
19. Родионов А. И. Техника защиты окружающей среды. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Химия, 1989. – 512 стр.
20. Смирнов Г. Г. и др. Конструирование безопасных аппаратов для химических и нефтехимических производств. Справочник под общ. ред. А. Р. Толчинского. Л.: Машиностроение. Ленинградское отделение, 1988. – 303 стр.
21. Котляревский В. А. и др. Безопасность резервуаров и трубопроводов. М.: Экономика и информатика, 2000. – 555 стр.
22. Безопасность жизнедеятельности: учебник под редакцией С. В. Белова. М.: Высшая школа, 1999. – 448 стр.
23. Безопасность труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах. Правила и нормы. М.: Недра, 1989 – 487 стр.
23. Константинов А. Н., Самсонов Н.А. и др. Аппараты и оборудование нефтеперерабатывающих заводов. Расчет и конструирование. Справочная книга. М.: Гостоптехиздат, 1960 – 575стр.
24. Б. А. Князевский и др. Электробезопасность в машиностроении. М.: Машиностроение, 1980-240 стр.

- 25 .ГОСТ Р 52857.2-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек.
26. ГОСТ Р 52857.3-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлениях. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер.
27. ГОСТ Р 52857.9-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Определение напряжений в местах пересечений штуцеров с обечайками и днищами при воздействии давления и внешних нагрузок на штуцер.
28. ГОСТ Р 52857.4-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений.
29. ГОСТ Р 52857.5-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет оболочек и днищ от воздействия опорных нагрузок.
30. <https://lektsii.org/15-3560.html>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Development of oil treatment equipment of Luginets field with increasing productivity

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM61	Быков Артём Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Беляев Василий Михайлович	к.т.н		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Игна Ольга Николевна	к.п.н.		

1. Review of the literature

1.1. Relevance

Oil and products of its transformation were known in the distant past, they were used for lighting or for therapeutic purposes. The demand for oil and oil products increased sharply in the early 20th century. in connection with the emergence of internal combustion engines and the rapid development of the industry.

Currently, oil and gas, as well as products derived from them are used in all sectors of the world economy.

Oil and gas are used not only as a fuel, but also as a valuable raw material for the chemical industry. The great Russian scientist DI Mendeleyev said that burning fuel in furnaces is a crime, since it is a valuable raw material for obtaining a variety of chemical products. From oil and gas, a huge number of products are currently being produced that are used in industry, agriculture, in the home (mineral fertilizers, synthetic fibers, plastics, rubber, etc.). In recent years, research has been carried out in many countries around the world to treat petroleum and petroleum products with microorganisms into proteins that can be used as animal feed. The economies of states depend more on oil than on any other product. Therefore, oil since the beginning of its industrial production and up to now is the subject of intense competition, the cause of many international conflicts and wars. "The dependence of the state on oil as a raw material or a mode of economic influence determines its level of development and position on the world arena." So, oil plays a very significant role in the modern world. It is not only one of the most important minerals, which is the raw material for obtaining an incredible variety of substances and a powerful energy resource, but also the largest object of international trade and an integral part of economic relations.

Oil is a natural combustible oily liquid belonging to the group of mountain sedimentary rocks, one of the most important minerals of the Earth. It has an exceptionally high calorific value: it generates significantly more heat energy when burning, than other combustible mixtures.

1.2 The composition of oil

Oil consists mainly of carbon - 80-85% and hydrogen - 10-15% of the mass of oil. In addition to these, three other elements are present in the oil: sulfur, oxygen and nitrogen. Their total amount is usually 0.5 - 8%. At low concentrations, vanadium, nickel, iron, aluminum, copper, magnesium, barium, strontium, manganese, chromium, cobalt, molybdenum, boron, arsenic, potassium, etc. are found in oil. Their total content does not exceed 0.03% of the mass of oil. These elements form organic and inorganic compounds, of which oil consists. Oxygen and nitrogen are in oil only in a bound state. Sulfur can occur in a free state or enter into the composition of hydrogen sulphide.

1.2.1 Hydrocarbon compounds

The composition of oil includes about 425 hydrocarbon compounds. Oil in natural conditions consists of a mixture of methane, naphthenic and aromatic hydrocarbons. Oil also contains a certain amount of solid and gaseous dissolved hydrocarbons. The amount of natural gas in cubic meters dissolved in 1 ton of oil in reservoir conditions is called the gas factor. In petroleum gases, methane and its gaseous homologues contain pentane, hexane and heptane. The content of impurities in gases is given in Table 1.

Table 1 - content of impurities in gases

Class of compounds	Percentage
Paraffin hydrocarbons	30-40%
Naphthenic hydrocarbons	25-75%
Aromatic hydrocarbons	15-25%
Olefins	10-20%

Paraffins - saturated (not having double bonds between carbon atoms) hydrocarbons of linear or branched structure. They are divided into the following main groups:

Normal paraffins having linear structure molecules. They have low octane number and high pour point, so many secondary processes of oil refining envisage their transformation into hydrocarbons of other groups.

Isoparaffins - with molecules of branched structure. They have good anti-knock characteristics and lower pour point, compared to normal paraffins. Naphthenes (cycloparaffins) are saturated hydrocarbon compounds of cyclic structure. The share of naphthenes positively affects the quality of diesel fuels (along with isoparaffins) and lubricating oils. The high content of naphthenes in the heavy gasoline fraction causes a high yield and octane number of the reformat. –

Aromatic hydrocarbons are unsaturated hydrocarbon compounds whose molecules include benzene rings consisting of 6 carbon atoms, each of which is bonded to a hydrogen atom or a hydrocarbon radical. They have a negative effect on the ecological properties of motor fuels, but they have a high octane number.

Olefins are hydrocarbons of a normal, branched, or cyclic structure in which the bonds of carbon atoms whose molecules contain double bonds between carbon atoms. In the fractions obtained during the primary oil refining, practically absent, are mainly contained in the products of catalytic cracking and coking. Due to increased chemical activity, they have a negative effect on the quality of motor fuels.

1.2.2 Heterocompounds

Along with hydrocarbons, there are chemical compounds of other classes in oil. Usually, all these classes are united in one group - hetero-compounds. In oil, more than 380 complex hetero-compounds have been discovered, in which elements such as sulfur, nitrogen and oxygen are attached to the hydrocarbon nuclei. Most of these compounds belong to the class of sulfur compounds - mercaptans. These are very weak acids with an unpleasant odor. With metals, they form salt compounds - mercaptides. In oils, mercaptans are compounds in which the SH group is attached to the hydrocarbon radicals. Mercaptans corrode pipes and other metal equipment of drilling rigs. The bulk of the non-hydrocarbon compounds in the oils are asphalt-resinous components. These are dark-colored substances containing oxygen and nitrogen in addition to carbon and hydrogen. They are represented by resins and asphaltenes. The resinous substances contain about 93% oxygen in the oil. Oxygen in oil is also found in the bound state in the composition of naphthenic acids (about 6%), phenols (not more than 1%), and also fatty acids and their derivatives. The nitrogen content of the

oils does not exceed 1%. Its main mass is found in resins. The content of resins in oils can reach 60% of the mass of oil, asphaltenes - 16%. Asphaltenes are a black solid. In composition, they are similar to resins, but are characterized by different ratios of elements. They are distinguished by a high content of iron, vanadium, nickel, etc. If the resins dissolve in the liquid hydrocarbons of all groups, the asphaltenes are insoluble in methane hydrocarbons, partially soluble in naphthenic and better soluble in aromatic hydrocarbons. In "white" oil, tar is contained in small quantities, and asphaltenes are generally absent.

1.3 Physical properties of oil

The most important properties of oil are density, sulfur content, fractional composition, viscosity and water content, chloride salts and mechanical impurities. - The density of oil, depends on the content of heavy hydrocarbons, such as paraffins and resins. In terms of density, it is possible to roughly estimate the hydrocarbon composition of oil and petroleum products, since its importance for hydrocarbons of different groups is different. The higher density of crude oil indicates a higher content of aromatic hydrocarbons, while a lower one indicates a higher content of paraffinic hydrocarbons. Hydrocarbons of the naphthene group occupy an intermediate position. Thus, the density value to a certain extent will characterize not only the chemical composition and origin of the product, but also its quality. The most qualitative and valuable are light crude oil grades. The lower the density of crude oil, the easier it is to process its oil and the higher the quality of its petroleum products.- In terms of sulfur content, crude oil in Europe and Russia is divided into low-sulfur (up to 0.5%), sulfur (0.51-2%) and high sulfur (more than 2%). - Oil is a mixture of several thousand chemical compounds, most of which hydrocarbons; each of these compounds is characterized by its own boiling point, which is the most important physical property of oil, widely used in the oil refining industry. The presence of mechanical impurities in the composition of oil is explained by the conditions of its occurrence and production methods. Mechanical impurities consist of particles of sand, clay and other hard rocks, which, settling on the surface of the water, contribute to the formation of an oil emulsion. In sedimentation tanks, reservoirs and pipes during the heating of oil, some

of the mechanical impurities settle on the bottom and walls, forming a layer of mud and solid sediment. In this case, the productivity of the equipment decreases, and when sediment is deposited on the walls of the pipes, their thermal conductivity decreases. The mass fraction of mechanical impurities up to 0.005% inclusive is estimated as their absence. The viscosity is determined by the structure of the hydrocarbons making up the oil, i.e. their nature and ratio, it characterizes the properties of spraying and pumping oil and petroleum products: the lower the viscosity of the liquid, the easier it is to transport it through pipelines, to process it. This characteristic is especially important for determining the quality of oil fractions obtained during oil refining and the quality of standard lubricating oils. The greater the viscosity of petroleum fractions, the greater their boiling temperature.

1.4. Methods of oil refining

The technological processes of the oil refinery are classified into two groups: physical and chemical. Physical (mass exchange) processes achieve separation of oil into constituent components (fuel and oil fractions) without chemical transformations and removal (recovery) from oil fraction.

Перв. примен.	Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Справ. №					Документация		
				ФЮРА.УПН.061.001 ПЗ	Пояснительная записка	1	
				ФЮРА.УПН.061.004 СБ	Сборочный чертеж	2	
					Сборочные единицы		
		1		ФЮРА.УПН.061.004.01	Решетка	1	
		2		ФЮРА.УПН.061.004.02	Крышка	2	
		3		ФЮРА.УПН.061.004.03	Секция	8	
					Штуцера		
Подп. и дата			4	ФЮРА.УПН.061.004.04	300-16	2	
			5	ФЮРА.УПН.061.004.05	250-16	2	
			6	ФЮРА.УПН.061.004.06	150-2	2	
			7	ФЮРА.УПН.061.004.07	200-16	2	
			8	ФЮРА.УПН.061.004.08	150-16	1	
			9	ФЮРА.УПН.061.004.09	50-16	1	
			10	ФЮРА.УПН.061.004.10	25-16	2	
			11	ФЮРА.УПН.061.004.11	Люк 500-16	1	
					Детали		
			12	ФЮРА.УПН.061.004.12	Сегмент	2	
			13	ФЮРА.УПН.061.004.13	Перегородка	6	
Взам. инв. №			14	ФЮРА.УПН.061.004.14	Уголок	22	
			15	ФЮРА.УПН.061.004.15	Уголок опорный	3	
			16	ФЮРА.УПН.061.004.16	Упор	2	
			17	ФЮРА.УПН.061.004.17	Перегородка	1	
			18	ФЮРА.УПН.061.004.18	Лист опорный	2	
Подп. и дата			19	ФЮРА.УПН.061.004.19	Редра	6	
Инв. № подл.	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.УПН.061.004	
	Разраб.	Быков А.Ю.				Нефтегазосепаратор	
	Пров.	Беляев В.М.					
	Н.контр.						
	Утв.						
	Лит.	Лист	Листов				
	У	1	2				
						ТПУ ИШНПТ Группа 4KM61	

Копировал

Формат А4

[illegible]

Перв. примен.		Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
						Документация		
		A1			ФЮРА.УПН.061.006.СБ	Сборочный чертеж		
		A4			ФЮРА.УПН.061.001ПЗ	Пояснительная записка		
						Сборочные единицы		
Справ. №				1	ФЮРА.УПН.061.006.01	Опора	3	
				2	ФЮРА.УПН.061.006.02	Распределитель	1	
				3	ФЮРА.УПН.061.006.03	Технологическая емкость	1	
				4	ФЮРА.УПН.061.006.04	Крышка эллиптическая	1	
				5	ФЮРА.УПН.061.006.05	Крышка эллиптическая	1	
				6	ФЮРА.УПН.061.006.06	Перегородка	1	
				7	ФЮРА.УПН.061.006.07	Каплеотбойник	1	
				8	ФЮРА.УПН.061.006.08	Коллектор	1	
Подп. и дата						Детали		
				9	ФЮРА.УПН.061.006.09	Лист подкладной	1	
				10	ФЮРА.УПН.061.006.10	Газосборник	1	
				11	ФЮРА.УПН.061.006.11	Распределительные трубы	2	
				12	ФЮРА.УПН.061.006.12	Пропарочная труба	2	
				13	ФЮРА.УПН.061.006.13	Распределитель эмульсии	46	
				14	ФЮРА.УПН.061.006.14	Труба	1	
				15	ФЮРА.УПН.061.006.15	Патрубок	3	
				16	ФЮРА.УПН.061.006.16	Накладное кольцо	3	
Взам. инв. №				17	ФЮРА.УПН.061.006.17	Патрубок	4	
				18	ФЮРА.УПН.061.006.18	Накладное кольцо	3	
				19	ФЮРА.УПН.061.006.19	Накладное кольцо	1	
Подп. и дата		ФЮРА.УПН.061.006						
Инв. № подл.		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
		Разраб.	Быков А.Ю.					
		Пров.	Беляев В.М.					
		Н.контр.						
		Утв.						
Отстойник						Лит.	Лист	Листов
						У	1	2
ТПУ ИШНП Группа 4КМ61								

Копировал _____ Формат А4

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	
		20	ФЮРА.УПН.061.006.20	Патрубок	2		
		21	ФЮРА.УПН.061.006.21	Накладное кольцо	2		
		22	ФЮРА.УПН.061.006.22	Патрубок	6		
		23	ФЮРА.УПН.061.006.23	Патрубок	1		
		24	ФЮРА.УПН.061.006.24	Патрубок	1		
				Стандартные изделия			
		25		Фланец (II)-300-25-ГОСТ 12832-67	3		
		26		Фланец (II)-250-25-ГОСТ 12832-67	4		
		27		Фланец (II)-600-25-ГОСТ 12832-67	2		
		28		Фланец (II)-80-25-ГОСТ 12832-67	6		
		29		Фланец (II)-50-25-ГОСТ 12832-67	1		
		30		Фланец (II)-150-25-ГОСТ 12832-67	1		
		31		Двутавр 27 ГОСТ 9238-89	8		
		32		Шпилька М36х195 ГОСТ 7798-70	40		
		33		Гайка М36 ГОСТ 5915-70	80		
		34		Шпилька М27х180 ГОСТ 7798-70	96		
		35		Гайка М27 ГОСТ 5915-70	192		
		36		Шпилька М16х100 ГОСТ 7798-70	48		
		37		Гайка М16 ГОСТ 5915-70	96		
		38		Шпилька М16х90 ГОСТ 7798-70	4		
		39		Гайка М16 ГОСТ 5915-70	8		
		40		Шпилька М24х140 ГОСТ 7798-70	8		
		41		Гайка М24 ГОСТ 5915-70	16		
		42		Монтажный патрубок ГОСТ 14114-78	4		
				Материалы			
				ПМБ 1500х1000х2 ГОСТ 481-80	5		
Инв. № подл.				ФЮРА.УПН.061.006			Лист
	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	2	

Копировал

Формат А4

Копировал

Формат А4

Перв. примен.	Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание		
					Документация				
				ФЮРА.УПН.061.001 ПЗ	Пояснительная записка				
				ФЮРА.УПН.061.008 ВО	Чертеж общего вида				
Справ. №					Сборочные единицы				
		1		ФЮРА.УПН.061.008 01	Емкость технологическая	1			
		2		ФЮРА.УПН.061.008 02	Каплеотбойник	1			
		3		ФЮРА.УПН.061.008 03	Депульсатор	1			
		4		ФЮРА.УПН.061.008 04	Коллектор	1			
Подп. и дата					Клапан предохранительный				
					полноподъемный фланцевый				
					стальной	1			
		6		ФЮРА.УПН.061.008 06	Продоотборник	3			
		7		ФЮРА.УПН.061.008 07	Труба газовая	1			
		8		ФЮРА.УПН.061.008 08	Площадка обслуживания	1			
Инв. № дудл.					Указатель уровня	1			
					Детали				
		10		ФЮРА.УПН.061.008 10	Заглушка	1			
		11		ФЮРА.УПН.061.008 11	Фланец	1			
Взам. инв. №					Фланцы ГОСТ 12820-80				
		12		ФЮРА.УПН.061.008 12	1-150-16-16ГС-6	2			
		13		ФЮРА.УПН.061.008 13	1-250-16-16ГС-6	1			
Подп. и дата									
Инв. № подл.									
	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.УПН.061.008			
	Разраб.	Быков А.Ю.							
	Пров.	Беляев В.М.							
	Н.контр.								
	Утв.								
	Установка блочная сепарационная						Лит.	Лист	Листов
							У	1	2
							ТПУ ИШНПТ		
							Группа 4KM61		

Копировал

Формат А4

